

**Пояснительная записка
к Временным методическим рекомендациям по подсчёту запасов свободного
газа в залежах берёзовской свиты и её аналогов в пределах Западно-
Сибирской нефтегазоносной провинции**

Содержание

Содержание	1
1. Геологическое строение берёзовской свиты Западной Сибири	3
1.1. Сейсмогеологическая модель надсеноманских отложений Западной Сибири	3
1.2. Тектонические особенности отложений коньяк-кампанского возраста	8
1.2.1 Региональная и локальная тектоника	8
1.2.2 Использование сейсморазведки МОГТ для картирования газовых залежей в отложениях берёзовской свиты.	15
1.3. Литолого-минералогическая характеристика пластов берёзовской свиты.....	18
1.3.1 Минеральный состав пород.	18
1.3.2 Тектурные особенности.	21
1.3.3 Микротрещиноватость.	25
1.3.4 Генезис микро и макротрещин.	27
1.4. Структура пустотного пространства силицитов нижеберёзовской подсвиты	32
1.5. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов	36
1.5.1 Определение открытой и общей пористости	36
1.5.2 Определение коэффициента газонасыщенности	39
1.5.3 Определение проницаемости	41
2. Опыт и рекомендации по испытанию пластов берёзовской свиты в скважинах существующего фонда и нового бурения	42
2.1. История вопроса.....	42
2.2. Результаты испытаний в горизонтальных скважинах нового бурения	42
2.3. Результаты испытаний в наклонно-направленных скважинах.....	46
2.4. Термобарические условия.....	48
2.5. Свойства газа	52
2.6. Рекомендации по испытанию пластов берёзовской свиты.....	53
2.6.1 Испытание вертикальных скважин	53
2.6.2 Испытание горизонтальных стволов.....	56
3. Рекомендации по методам и технологиям проведения сейсморазведочных работ и их обработке.....	58
3.1. Рекомендации по проектированию полевых работ	58
3.2. Рекомендации по обработке сейсмических данных	59
3.3. Рекомендации по комплексной интерпретации данных сейсморазведки.....	60
4. Рекомендации по технологиям строительства, бурения, заканчивания скважин.....	61
4.1. Рекомендации по планированию бурения скважин	61
4.2. Рекомендации по проводке горизонтальных стволов скважин.....	62

4.3. Рекомендации по компоновке заканчивания скважин	63
5. Рекомендации по технологии отбора и лабораторным исследованиям керна.....	65
5.1. Рекомендации по технологии отбора керна материала.....	65
5.2. Рекомендации по определению коэффициента пористости.....	66
5.3. Рекомендации по определению коэффициента проницаемости	68
5.4. Рекомендации по определению сохранённой водонасыщенности	68
5.5. Рекомендации по комплексу исследований керна для определения подсчётных параметров	70
5.6. Рекомендации по комплексу исследований керна для изучения геологического строения отложений берёзовской свиты.....	70
6. Рекомендации по методам проведения ГИС и их интерпретации	73
6.1. Рекомендации по методам проведения ГИС	73
6.2. Опыт и рекомендации по выделению коллекторов, определению эффективных газонасыщенных толщин.....	78
6.2.1 Прямые качественные признаки коллекторов	78
6.2.2 Количественные критерии выделения коллекторов.....	79
6.2.3 Рекомендации по литологическому расчленению разрезов скважин, обоснование литологической типизации глинистых силицитов	82
6.2.4 Рекомендации по оценке коэффициента пористости по данным ГИС.....	82
6.2.4.1 Рекомендации по подготовке исходных данных для построения петрофизических зависимостей.	82
6.2.4.2 Оценка коэффициента пористости по данным ядерно-магнитного каротажа	83
6.2.4.3 Оценка коэффициента пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа.....	84
6.2.4.5 Оценка коэффициента пористости по данным акустического каротажа	87
6.2.4.6 Определение результирующего коэффициента пористости	87
6.3. Рекомендации по оценке коэффициента газонасыщенности по данным ГИС.....	88
6.4. Пример оценки параметров ФЕС с использованием данных ГИС, результатов исследований керна и испытания скважин.....	90
7. Особенности построения трёхмерных геологических моделей	93
8. Рекомендации по оценке КИГ	94
8.1. Оценка величин КИГ по данным материалов пластов-аналогов	94
8.2. Оценка КИГ с использованием упрощённых технологических и технико-экономических расчётов экономически эффективных для извлечения запасов газа.....	95
8.3. Оценка КИГ на основе технико-экономических расчётов вариантов разработки залежей с использованием полномасштабных ГГДМ.....	96
8.4. Пример оценки КИГ с использованием упрощённых технологических и технико-экономических расчетов экономически эффективных для извлечения запасов газа.....	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БЕРЁЗОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1. Сейсмогеологическая модель надсеноманских отложений Западной Сибири

По результатам интерпретации региональных данных сейсморазведки в надсеноманских отложениях уверенно выделяется четыре сеймостратиграфических комплекса (далее - ССК). Каждый ССК характеризуется обособленными условиями осадконакопления, с которыми закономерно увязываются литология, данные ГИС и возрастные определения. Толстослоистая модель верхнемеловых отложений представлена на рисунке (Рис. 1.1).

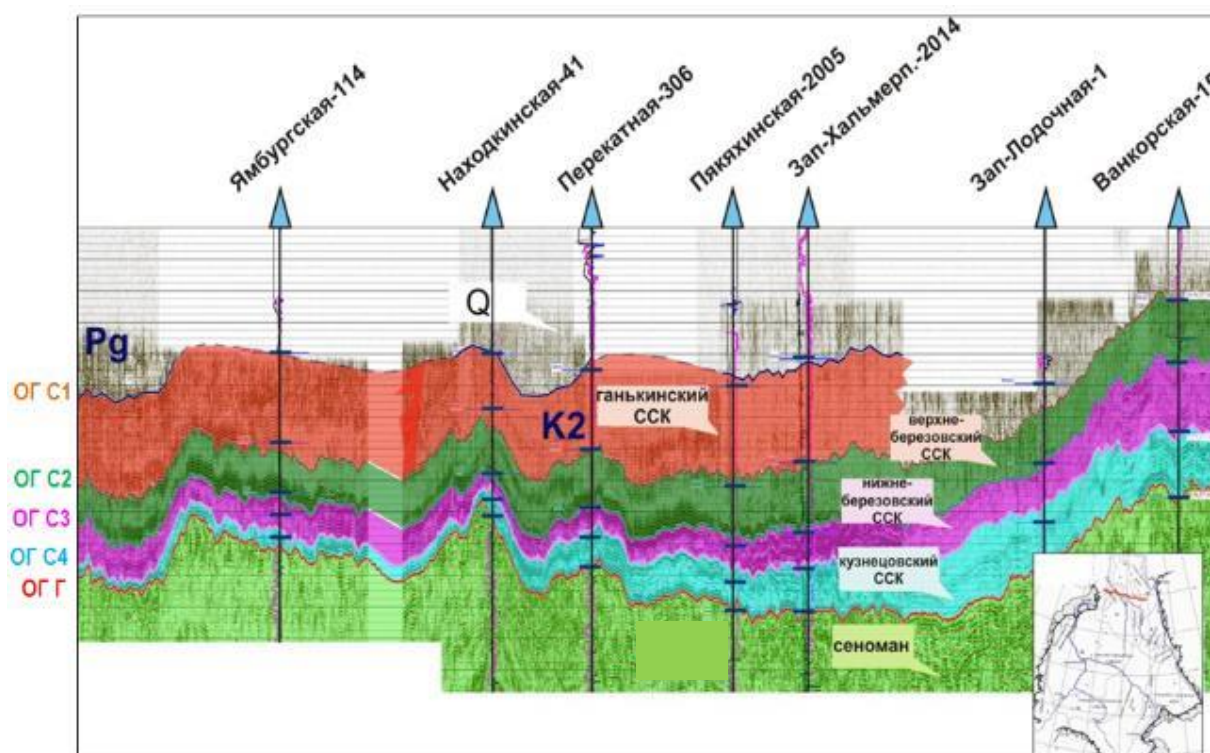


Рисунок 1.1 Сейсмический профиль широтного простирания в северной части Западно-Сибирской равнины в интервале ОГ Г-С

Самый нижний сеймокомплекс ОГ Г-С4 туронского возраста, представлен породами кузнецовской свиты (газсалинская толща залегает внутри кузнецовской свиты), дорожковской и ипатовской свит, нижней части славгородской, насоновской и маргельтовской свит.

Выше по разрезу выделяется сеймокомплекс ОГ С4-С3 (коньяк-сантонский возраст), приуроченный к нижнеберёзовскому горизонту. Сеймокомплекс включает нижнеберёзовскую подсвиту и её стратиграфические аналоги: нижнечасельскую подсвиту и нижнюю часть славгородской свиты.

Следующий сеймокомплекс ОГ С3-С2 (кампанский ярус) представлен в разрезе отложениями верхнеберёзовской подсвиты и её аналогов: верхнечасельской подсвиты и верхней части славгородской свиты.

И, наконец, сеймокомплекс ОГ С2-С1, самый верхний в отложениях верхнего отдела меловой системы, образует ганькинская свита маастрихтского возраста. Это стратиграфическое деление сенонских отложений приведено по данным специалистов ПАО «НК «Роснефть»

(С.Е. Агалаков, А.И. Кудаманов, В.А. Маринов). По мнению А.А. Нежданова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») значительная часть разреза нижней подсвиты берёзовской свиты, к кровле которой приурочен ОГ СЗ, должна быть отнесена к кампану, а газалинская пачка кузнецовской свиты имеет турон - коньякский возраст. Таким образом, изложенные данные в определенной степени дискуссионны, что обусловлено слабой изученностью рассматриваемых отложений.

Представляется, что указанные противоречия могут быть устранены в процессе дальнейшего разностороннего изучения геологического строения и газонасыщенности верхнего мела на территории севера Западной Сибири.

Нижнеберёзовская подсвита (НБ) отличается от вмещающих пород значительным содержанием кремнезёма (до 95%). Кремнезём, по-видимому, имеет смешанный биогенно-хемогенный генезис [12, 33].

По керну свита представлена визуально нерасчленённой толщей глинистых силицитов (опок), серых, быстро впитывающих влагу. Кровлю подсвиты можно определить по переходу от темносерых кремнистых глин к серым силицитам, подошва характеризуется переходом к зеленоватым глинам турона.

По материалам ГИС и лабораторным данным в составе нижнеберёзовской подсвиты выделяется по соотношению глин и кремнезёма четыре пласта (пачки, стратоны), снизу - вверх: НБ₄, НБ₃, НБ₂, НБ₁ (Рис. 1.2). Две из этих пачек имеют опубликованные названия – это пласт НБ₃ (русскореченская) и пласт НБ₁ (хяхинская), а две другие проиндексированы как пласты НБ₂ и НБ₄ (цифровая нумерация стандартно растёт сверху вниз).

Кремнезём в составе силицитов нижнеберёзовской подсвиты обладает предельно низкой естественной радиоактивностью (ЕРА), что отражается резким снижением радиоактивного фона относительно вмещающих кремнистых глин.

Этот факт позволяет применять метод ГК для определения стратиграфических границ. Данная операция производится методом отсечки по граничному значению двойного разностного параметра ГК ($\Delta J_{ГК}$). При этом линия максимальных значений проводится по наиболее радиоактивным глинам подстилающей кузнецовской свиты. В качестве отсечки по диаграмме $\Delta J_{ГК}$ рекомендуется использовать граничное значение равное 0,50-0,55 отн.ед.

Верхняя пачка подсвиты НБ₁ характеризуется самой низкой радиоактивностью и, соответственно, минимальными значениями по ГК, пачка НБ₃ – максимально высокими значениями ГК в пределах подсвиты. Пачки НБ₂ и НБ₄ имеют промежуточное значение радиоактивности. Подошва нижнеберёзовской подсвиты характеризуется резким ростом показаний ГК.

Другие потенциально перспективные методы ГИС имеют подчинённое значение вследствие влияния на них характера насыщенности породы – это каротажи сопротивления (проводимости), нейтронный и плотностной каротаж. ГВК может исказить реальное литологическое расчленение.

Плотностной каротаж является потенциально перспективным для расчленения нижнеберёзовской подсвиты вследствие того, что минеральная плотность силицитов значительно ниже, чем у глин, а пористость их по разрезу, практически, одинаковая (у силицитов даже несколько выше, чем у глин).

Применение методов нейтронного каротажа обусловлено более низким водородосодержанием силицитов по сравнению с глинами. Каротаж сопротивления наиболее эффективен для расчленения в газонасыщенном разрезе – каждая из пачек характеризуется индивидуальными значениями K_p и K_g , что отражается на степени повышения сопротивления.

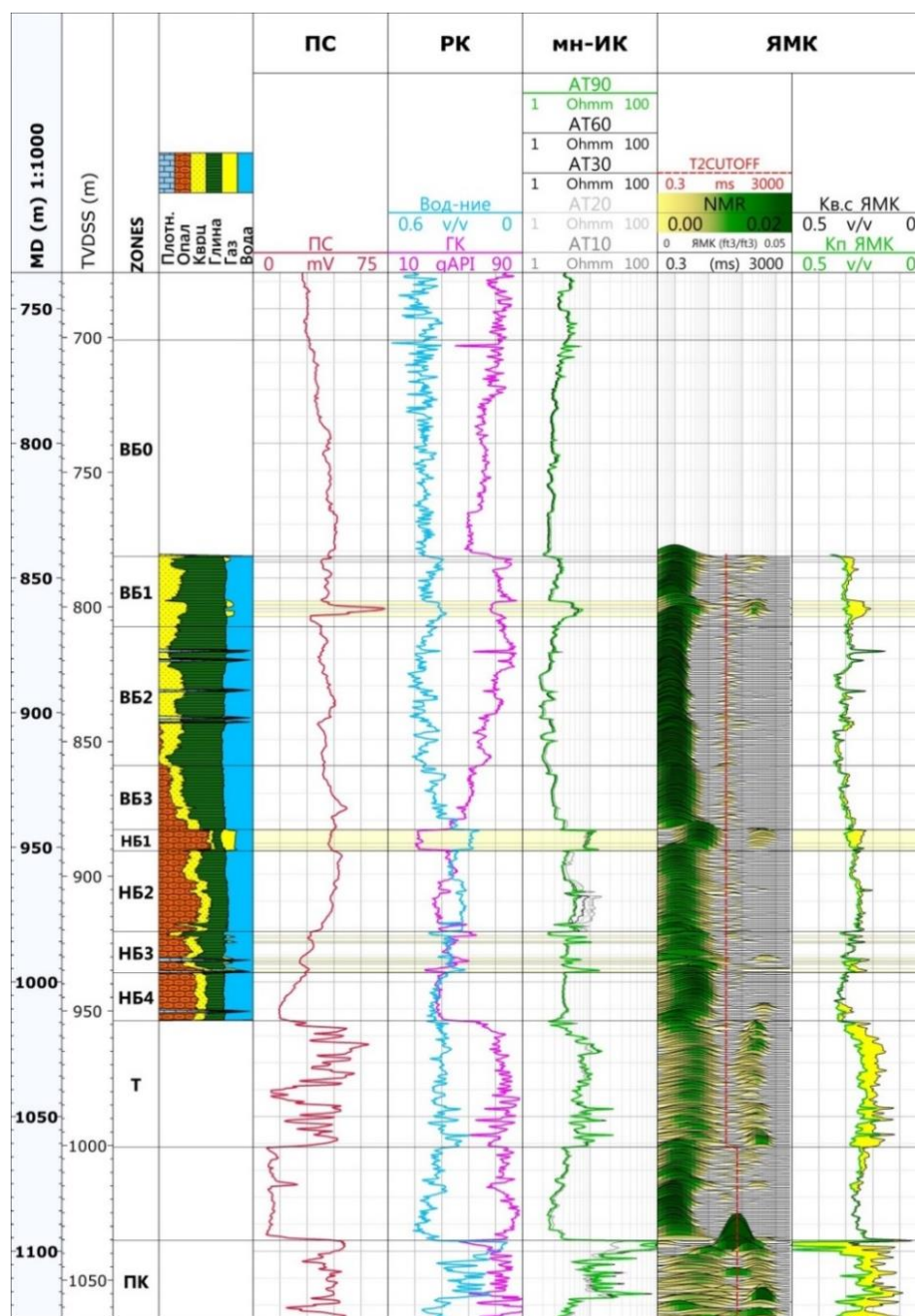


Рисунок 1.2 Индексация пластов берёзовской свиты

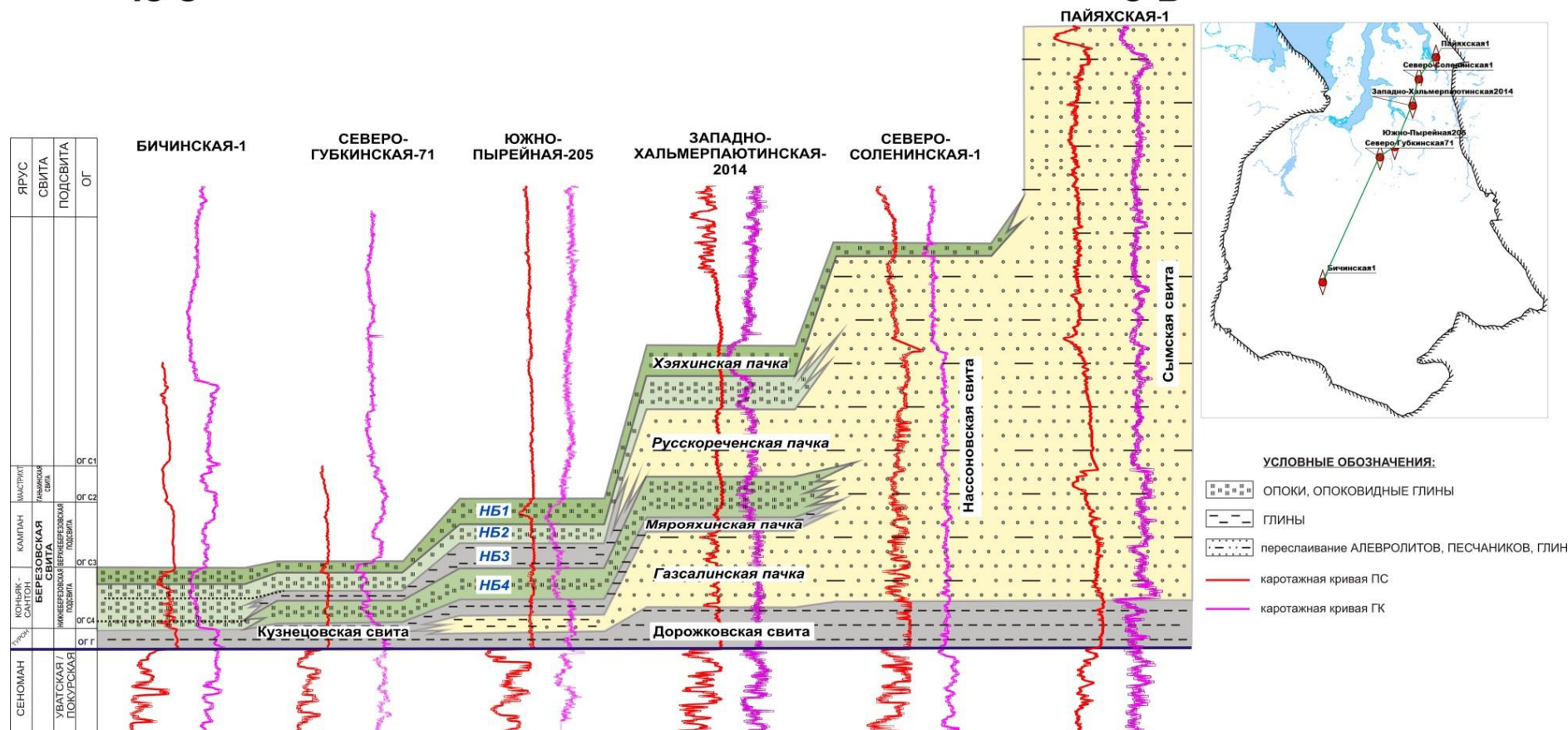
За пределами залежей по каротажу сопротивлений можно выделить только пласт наиболее чистых силицитов (опок) – HБ₁ (по повышенными сопротивлениями).

В самой восточной части Западно-Сибирского бассейна происходит сильное опесчанивание отложений. Это приводит к последовательному прекращению слежения сначала мярояхинской, первоначально глинистой пачки в прикровельной части кузнецовской свиты, затем хэяхинской пачки в кровле нижнеберёзовской подсвиты. Следствием этого является слияние туронских и коньяк-сантонских отложений с образованием мощной песчано-алевритистой толщи, которая выделена на северо-востоке в насоновскую свиту, а ещё далее на восток, с присоединением кампанских отложений - сымскую свиту (Рис. 1.3).

В верхнеберёзовской подсвите (кампанский возраст) выделяются четыре пласта – BБ₀, BБ₁, BБ₂, BБ₃.

Ю-3

С-В



Риунок 1.3 Схематичный широтный разрез турон-раннекампанского возраста в северо-восточной части Западно-Сибирской плиты

Выделенные пласты характеризуются своими оригинальными значениями параметров по ГИС, где чётко определена дифференциация пластов берёзовской свиты (Табл. 1.1).

Таблица 1.1

Характеристика стратонов берёзовской свиты по данным ГИС

Пласт	ГК gAPI			ГГК-П г/см ³			УЭС_ИК Ом*м		
	min	средн	max	min	средн	max	min	средн	max
ВБ ₁	55,8	73,9	88,8	1,6	2,2	2,7	2,0	3,7	12,2
ВБ ₂	36,0	66,8	89,5	1,9	2,2	3,0	1,7	2,6	5,6
ВБ ₃	Пласт имеет промежуточные характеристики между ВБ ₂ и НБ ₁								
НБ ₁	19,7	29,3	50,4	1,7	1,9	2,1	2,9	8,3	14,5
НБ ₂	29,4	38,8	60,3	2,0	2,1	2,2	2,4	5,2	27,9
НБ ₃	29,7	44,8	97,4	1,9	2,1	2,4	1,7	5,0	15,0
НБ ₄	35,9	43,4	96,1	2,0	2,1	2,6	1,7	4,0	5,9

При этом терригенные коллекторы выделены на некоторых площадях в пласте ВБ₁ и в пласте ВБ₃, который в значительной степени обогащён кремнезёмом (в виде обломков алевроитовой размерности) и близок по составу к отложениям нижеберёзовской подсвиты.

Данные стратоны имеют достаточно чёткие границы (особенно на востоке Западной Сибири) и характеризуются различным сочетанием литолого-минералогических компонентов (доли кремнезёма, глинистого материала, глауконита, обломочных фракций, биогенных остатков, пирита, сидерита и пр.), и уверенной диагностикой по данным ГИС.

В составе отложений нижеберёзовской подсвиты по генезису выделяются пласты преимущественно трансгрессивного, биогенного-хемогенного типа.

Ниже представлена схема корреляции по скважинам наиболее изученных месторождений (Рис. 1.4).

Продуктивность верхнеберёзовской и нижеберёзовской подсвит различна. В верхнеберёзовской подсвите продуктивен, в основном, пласт ВБ₁. Пласт ВБ₃ проявляет газонасыщенность только в отдельных скважинах Медвежьего месторождения, а на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» он – неколлектор. В нижеберёзовской подсвите, напротив, все пласты могут оказаться газонасыщенными, но они различаются по степени продуктивности. В частности, продуктивность нижеберёзовских отложений подтверждена на шести участках (Ван-Еганский — пласт НБ₁, Вынгапуровский — НБ₄, Медвежий НБ₃-НБ₄, Ново-Часельский — НБ₃, Комсомольский НБ₁, Харампурский НБ₁).

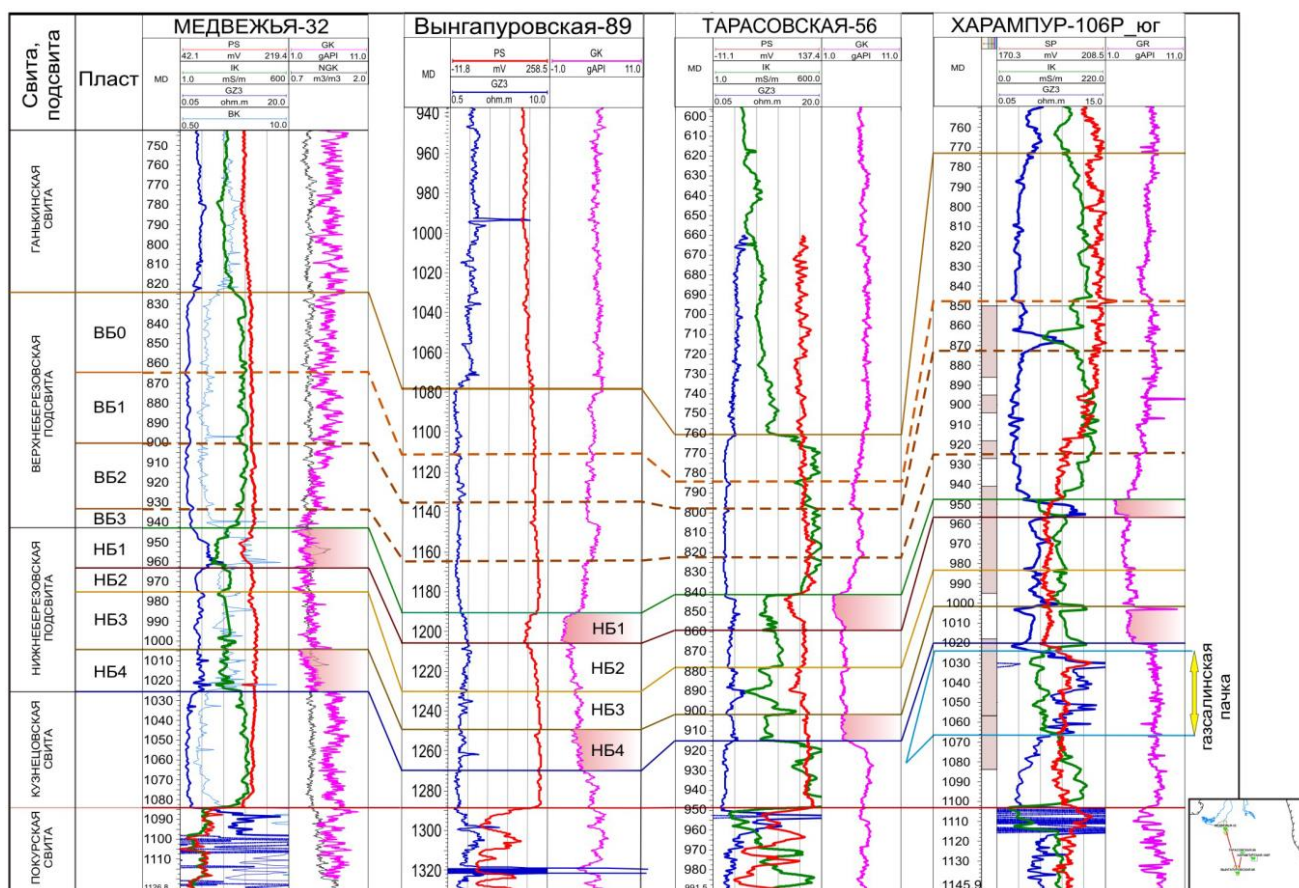


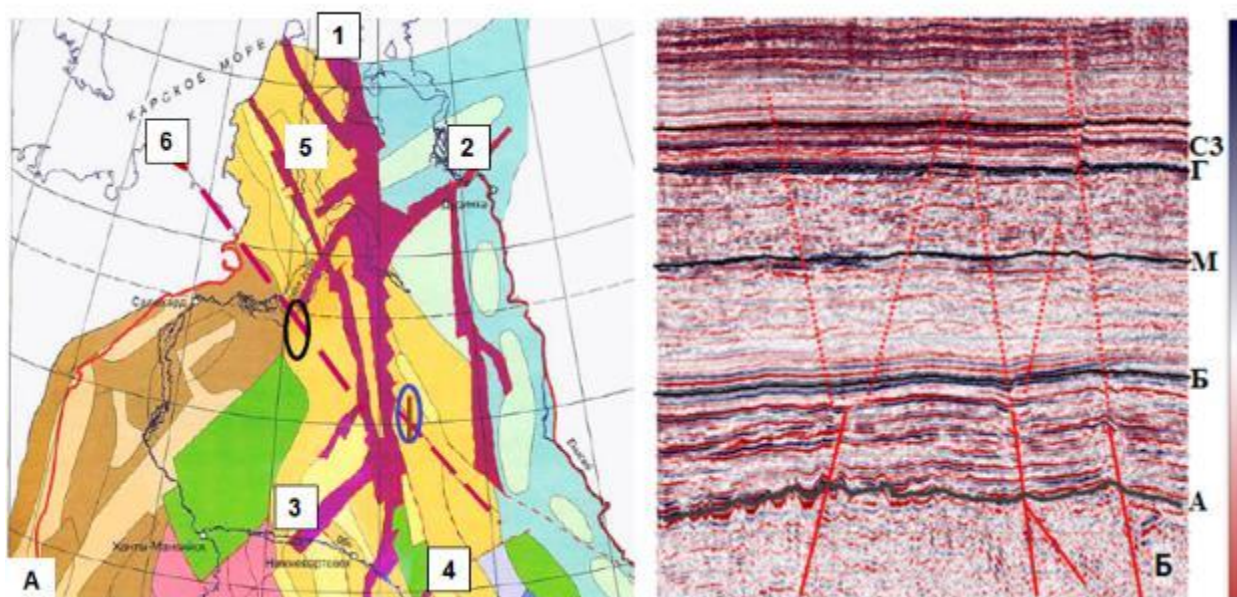
Рисунок 1.4 Схема корреляции пластов берёзовской свиты

1.2. Тектонические особенности отложений коньяк-кампанского возраста

1.2.1 Региональная и локальная тектоника.

Для установления причин и геометризации зон с различными добычными возможностями необходимо рассмотреть региональные и локальные геолого-геофизические данные. Два наиболее изученных месторождения по берёзовской свите Медвежье и Харампурское расположены соответственно на Медвежьем мегавале на северо-западе ЯНАО и на Харампурском валу в юго-восточной части ЯНАО (Рис.1.5).

Вероятно, глубинные и сопутствующие им разломы, которые достигают берёзовской свиты, способствовали гидротермальной проработке и улучшению коллекторских свойств. Установлено, что над глубинными разломами на этих месторождениях в осадочном чехле формируется система сдвиговых нарушений северо-западного простирания, наследуя направление глубинных разломов доюрского основания (Рис. 1.5).



— разломы зоны трещиноватости

Грабен-рифты: 1 – Колтогорский; 2 – Худосейский; 3 – Аганский; 4 – Усть-Тымский; 5-Худуттейский; 6 – Трансевразийский сдвиг; - линия временного разреза на Харампуре; Медвежье месторождение, Харампурское месторождение

Рисунок 1.5 Система рифтов и глубинных разломов (по Суркову В.С., 2004; Соборнову К.О., 2006) (А); временной разрез (Б)

Сдвиги сопровождаются серией кулисообразных нарушений на разных стратиграфических уровнях (Рис.1.6). Наиболее явно сдвиги фиксируются по ОГ Б линией сместителя и серией кулисообразных нарушений как, например, на Харампурском месторождении (Рис. 1.7).

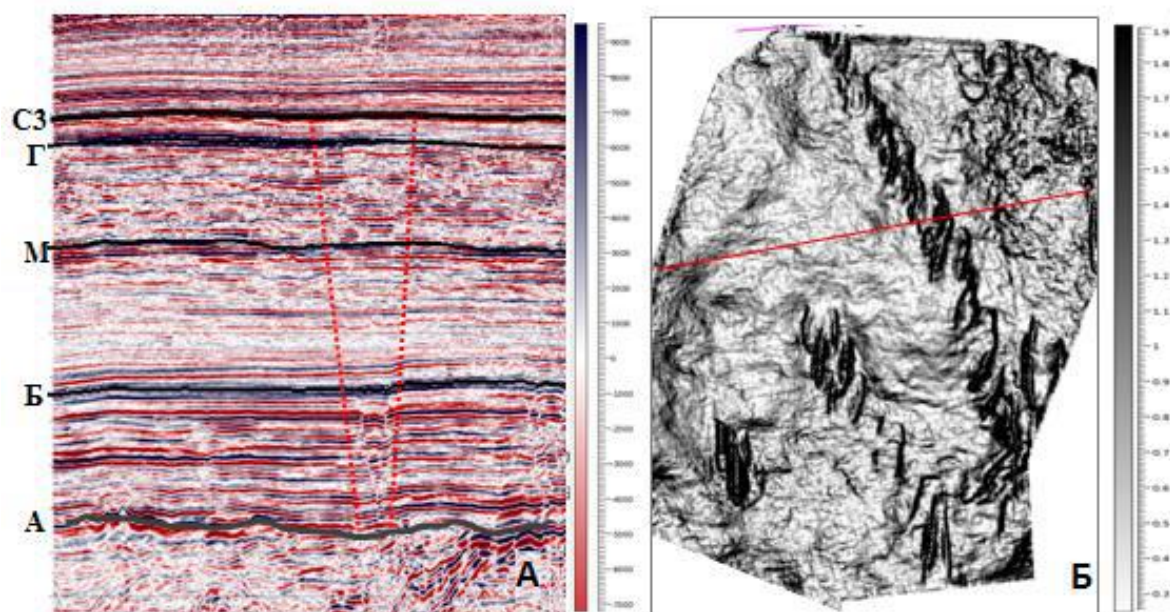
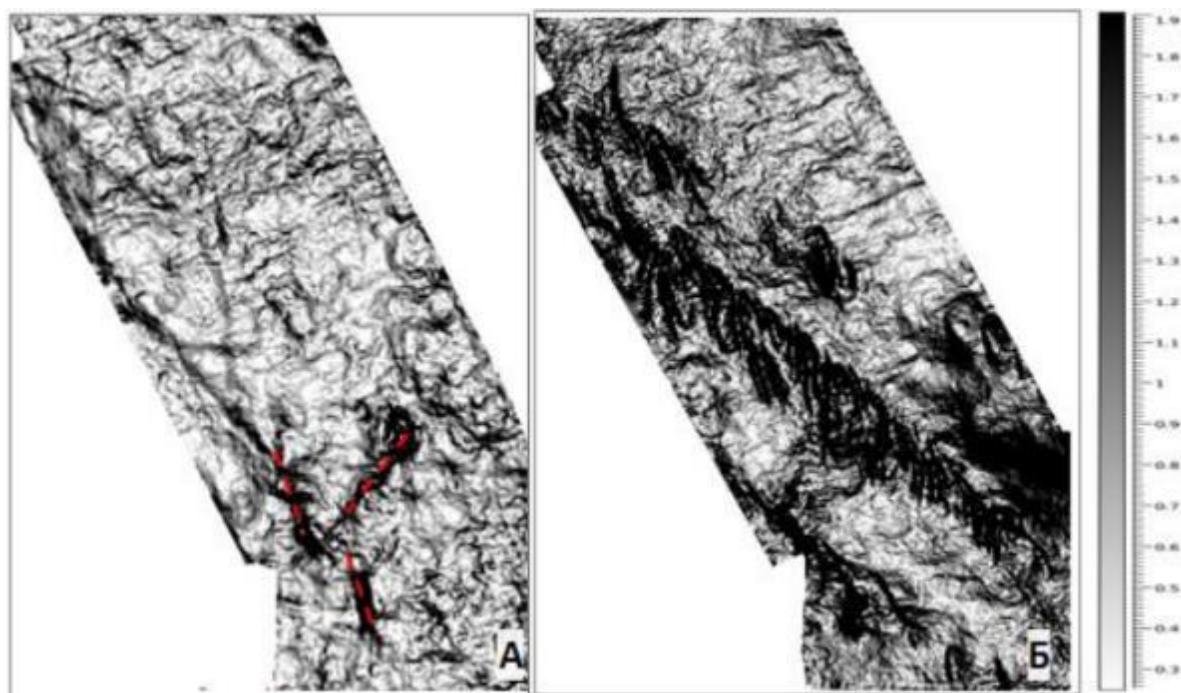


Рисунок 1.6. Временной разрез с условными коридорами трещиноватости - зоны деструкции (А) и фрагмент среза куба когерентности на уровне ОГ Б (Б)



— - тектонические нарушения, фиксирующиеся на уровне кровли НБ

Рисунок 1.7 Фрагмент карты углов наклона (атрибут DIP) вдоль горизонта СЗ (А) и фрагмент среза куба когерентности на уровне ОГ Б (Б)

Кулисообразные нарушения формируют так называемые ослабленные зоны в осадочном чехле, характеризующиеся повышенной трещиноватостью [29] и, соответственно, влияют на отложения берёзовской свиты, создавая системы тектонических трещин - макротрещиноватость и микротрещиноватость.

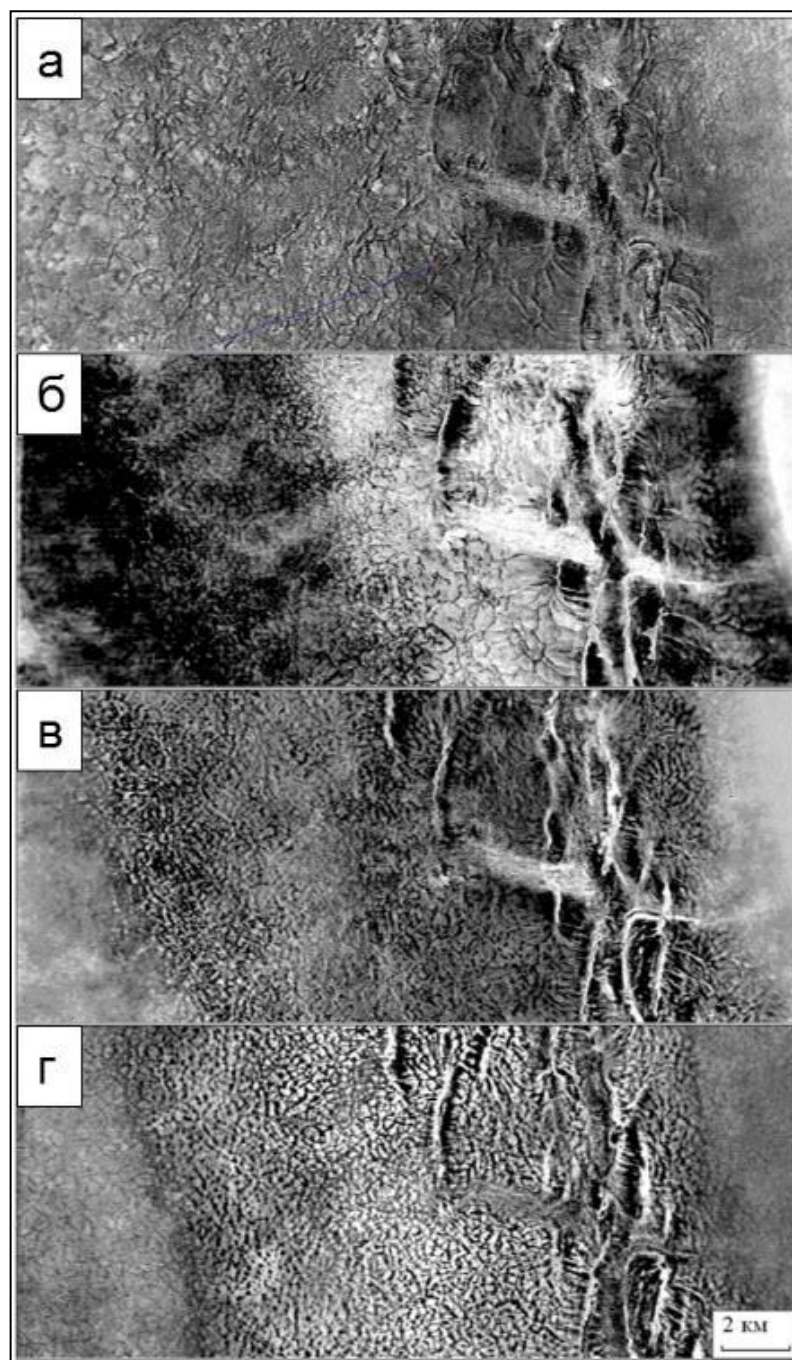
В силицитах нижеберёзовской подсвиты на Медвежьем месторождении также выявлены зоны трещиноватости, предположительно связанные не с тектоническими процессами, а с литогенетическими процессами формирования структур.

Литогенетические трещины образуются в уже литифицированной породе на стадии раннего катагенеза или позднего диагенеза, в основном как трещины отрыва в результате растяжения, вызванного изменением объёма пласта под влиянием нагрузки вышележащих толщ (и/или дегидратации опала), ориентированы параллельно и вкрест слоистости.

По данным сейсморазведки МОГТ 3D на палеогеоизохронных слайсах в интервале коньяк-кампанских отложений наблюдается характерная картина, отдаленно напоминающая в плане поверхность «такыра» [17].

Возможный механизм образования таких полигональных разрывов в коньяк-кампанских отложениях – синерезис, возникающий в коллоидных средах и приводящий к уменьшению объёма кремнистого гелеобразного осадка при дегидратации осадка в диагенезе [16].

Зачастую, при достаточно высоком качестве исходных полевых сейсморазведочных данных, удаётся проследить изменение характера тектоно-диагенетической трещиноватости отложений нижеберёзовской подсвиты по разрезу. На текущий момент Медвежья площадь изучена наиболее высокотехнологичной съёмкой 3Д, где удалось проследить за изменением морфологических особенностей трещин в интервале от кровли берёзовской свиты до сеномана (Рис. 1.8).



а) ОГ C₂, б) ОГ C₃; в) ОГ C₃₋₁; г) ОГ C₄

Индексация отражающих горизонтов на этом рисунке соответствует обозначениям их на рисунке 1.1, с добавлением ОГ C₃₋₁, который связывается с кровлей пласта НБ₃.

Рисунок 1.8 Изменение характера трещиноватости на различных стратиграфических уровнях

Для оценки интенсивности трещиноватости рекомендуется комплексное использование сейсмических атрибутов: Ant tracking, структурные атрибуты (min, max, mean curvature; azimuth curvature; dip angle; dip azimuth.) с микроимиджерами и АКШ. Наиболее достоверный комплекс исследований параметров трещиноватости включает керновые исследования, запись высокоразрешающих имиджей (Q-Geo) и кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (SonicScanner).

Для выяснения причин характерного поведения литологии и мощностных характеристик, необходимо выполнять палеотектонический анализ.

Вероятную модель палеотектонического развития определяют палеоструктурные построения, приведенные на рисунках (Рис. 1.9 и Рис. 1.10).

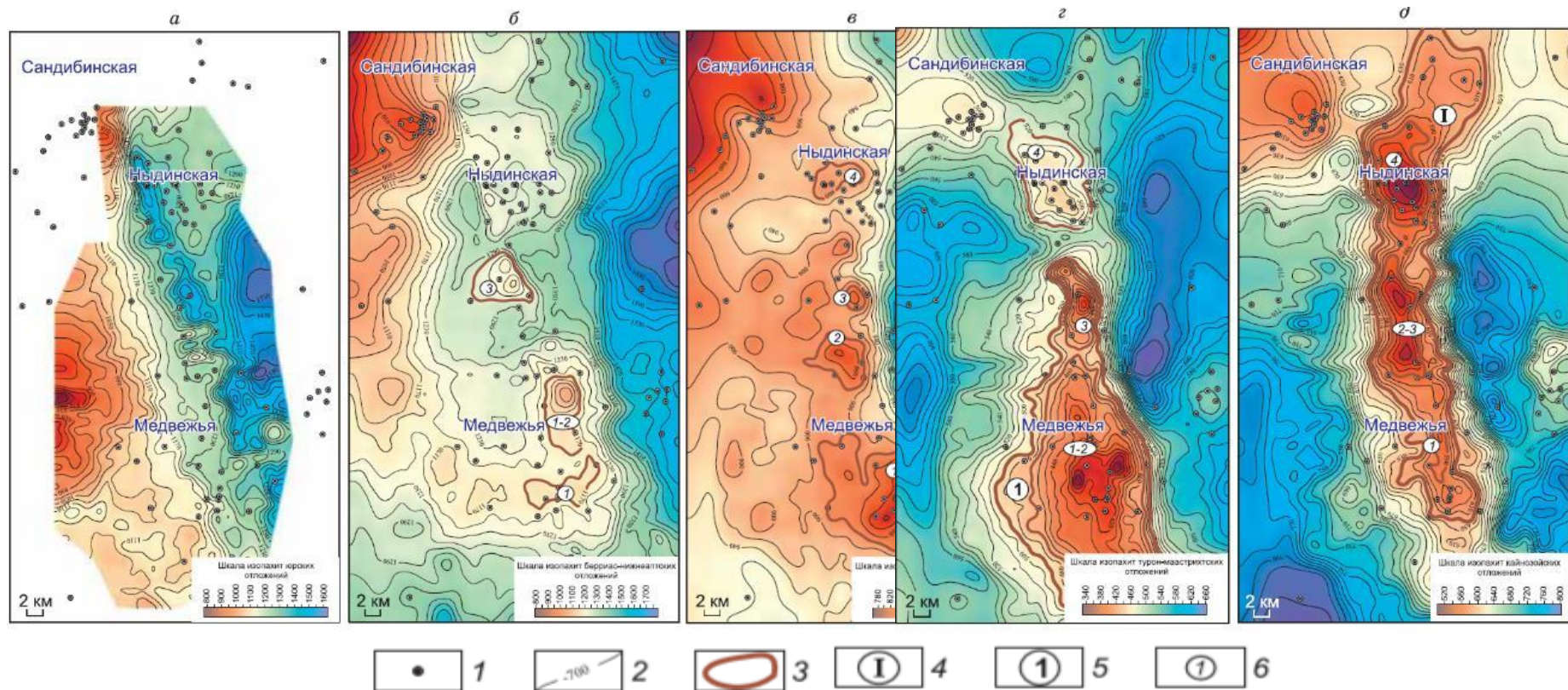
Исследуемые территории характеризуются близкой историей тектонического развития хотя находятся на значительном удалении друг от друга в пределах Западно-Сибирского бассейна. Большая часть Западно-Сибирского осадочного бассейна в течение всего мезозоя и частично кайнозоя, погружалась относительно структур обрамления, что предопределило отсутствие значимых перерывов в осадконакоплении. Однако, установленные по данным опорного бурения, признаки эрозии в кровле мярояхинской и хэяхинской пачек, позволяют допустить возможность существования эпизодов размыва уже накопленных отложений.

В основу палеоструктурных построений заложено предположение, что выбранная граница на момент начала формирования вышележащей толщи залегала субгоризонтально. Мощности отложений являются показателями скорости и интенсивности погружения дна бассейна, и, следовательно, тектонических движений, вызвавших это погружение. Отложения, характеризующиеся минимальными значениями мощностей какого-то определённого стратиграфического интервала, соответствуют древним приподнятым зонам и, наоборот, участки повышенных мощностей соответствуют древним погруженным зонам.

Анализ карт толщин Медвежьего мегавала (Рис. 1.9) свидетельствует, что примерно с нижнего апта существует серия малоамплитудных поднятий, в апт-сеноманское и турон-маастрихское время наибольшее развитие получает южный купол - собственно Медвежья структура, что характеризует наиболее высокое гипсометрическое положение на время осадконакопления нижнеберёзовской подсвиты. Скважины южного купола Медвежьего месторождения характеризуются лучшими дебитами, интервал менее глинизирован и содержит больше кварца, в отличие от скважин северных поднятий.

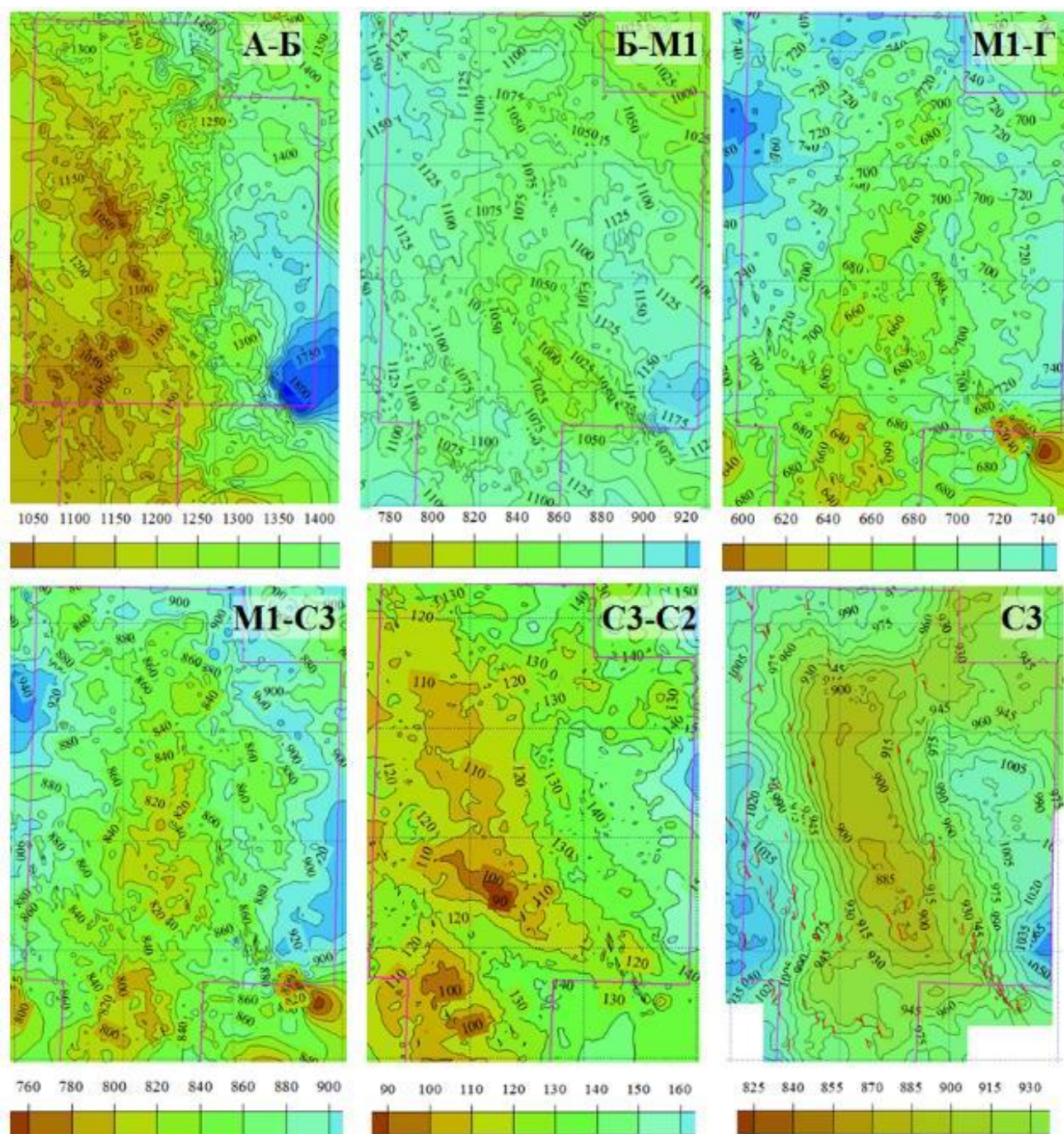
Похожая ситуация на Харампурском месторождении (Рис. 1.10), где на юге вала Южно-Харампурское локальное поднятие формируется к апту (ОГ Б-М¹), север представляет слабо приподнятую террасу. К сеноману акцент также на южный купол (ОГ М¹-Г), юг имеет более высокие отметки. Это наследуется и к подошве основного продуктивного пласта НБ₁ на Харампурском месторождении (ОГ М¹-С3) - южная зона имела более высокую гипсометрию. Глинисто-кремнистый гель обволакивал существующие структурные поднятия, южный купол был по-прежнему выше. Палеорельеф нижнеберёзовской подсвиты на время накопления верхнеберёзовской подсвиты в южной и западной зонах превышает северо-восток территории (ОГ С3-С2). Имеется некоторое различие в содержании суммы монтмориллонита и смешанослойных образований в глинах. На северо-востоке, по данным РСА, эта сумма 63%, а на юге - 56%. В этом же направлении увеличивается по данным РСА содержание ОКТ фазы с 49% до 61%. Вероятно, происходит отмыв осадков от глинистой фракции в наиболее приподнятых зонах (что свидетельствует о частичном размыве и перерыве в осадконакоплении).

Вследствие региональных тектонических движений в кайнозое большинство структур выросли и сформировали современный структурный план [6, 18].



1 - скважины поисковые и разведочные; 2 - изогипсы отражающих горизонтов (м); 3 - контуры положительных структур; 4 - номера структур I порядка (Медвежий мегвал); 5 - номера структур III порядка (Медвежий вал); 6 - номера локальных поднятий: 1 - Южно-Медвежье, 2 - Центрально-Медвежье, 3 - Северо-Медвежье, 4 - Ныдинское. (Конторович В.А. и др) [10]

Рисунок 1.9 Карты изопакит юрских (а), берриас-нижнеаптских (б), апт-альб-сеноманских (в), турон-маастрихтских (г) и кайнозойских (д) отложений Медвежьего вала



- граница ЛУ

Рисунок 1.10 Карты изопакитХармпурского вала: юрских (А-Б), берриас-аптских (Б-М1), апт-альб-сеноманских (М-Г), апт-сантонских(М-С3) и сантон-кампанских (С3-С2) отложений, С3-современный структурный план по ОГ С3 - кровля сантона

На основании вышеизложенного можно выделить следующие условия формирования трещин:

- во-первых, вблизи тектонических нарушений;
- во-вторых, сформированные при образовании складок в сводовой части структуры и при структурных перегибах;
- в-третьих, при образовании сдвиговых нарушений по нижележащим горизонтам ОГ А и ОГ Б, которые (сдвиговые нарушения) затем формировали зоны трещиноватости в условных коридорах над сдвиговыми нарушениями;
- в-четвертых, они образуются в зонах сочленения с разным палеотектоническим развитием;
- в-пятых, в зонах сочленения блоков фундамента с разным вещественным составом;
- в-шестых, как литогенетические трещины при диагенезе и катагенезе.

Определение интенсивности трещиноватости возможно на керне или по данным записи специальных методов ГИС (микроимиджеры) в скважинах. Распределение по латерали возможно лишь на качественном уровне, ориентируясь на вышеперечисленные условия их формирования.

Согласно результатам испытания пластов коньяк-кампанских отложений, повышенные дебиты газа получены в скважинах на участках вблизи тектонических нарушений, в условных коридорах над сдвиговыми нарушениями, на структурных перегибах.

1.2.2 Использование сейсморазведки МОГТ для картирования газовых залежей в отложениях берёзовской свиты.

Опыт изучения газоносности отложений берёзовской свиты сейсморазведкой МОГТ свидетельствует о приуроченности к газовым залежам рассматриваемого интервала интенсивных динамических аномалий, которые можно считать «аномалиями типа залежь» - далее АТЗ. Такие аномалии установлены на Медвежьем, Ямсовейском, Комсомольском, Губкинском, Вынгапуровском, Етыпуровском, Вынгаяхинском, Северо-Комсомольском, Харампурском, Северо-Уренгойском и др. месторождениях, где газоносность кремнистых пород берёзовской свиты подтверждена скважинными данными.

Динамические аномалии такого рода ярко выражены на субширотных сейсмических разрезах МОГТ 2D, пересекающих Медвежий мегавал с запада на восток (Рис. 1.11).

Таким образом, стандартный динамический анализ является в большинстве случаев вполне достоверным методом прогноза газоносности коньяк-кампанских отложений, хотя по результатам сейсмогеологического моделирования, выполненного в ООО «ТюменНИИгипрогаз» установлено, что в случае «плавной» границы между верхне- и нижнеберёзовской подсвитами интенсивность амплитуды волны СЗ резко снижается (даже при газонасыщенности пород последней).

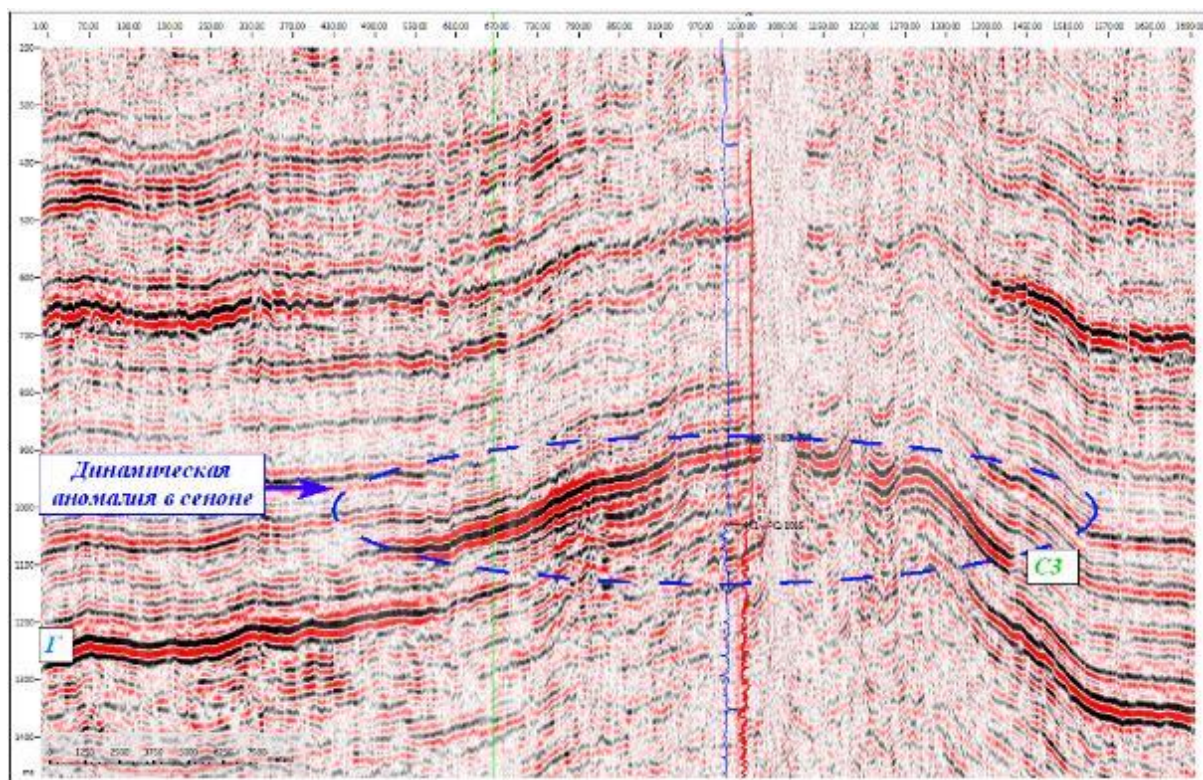


Рисунок 1.11 Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 2890027

На рисунке (Рис. 1.12) представлено плановое положение АТЗ в интервале коньяк-сантонских отложений Медвежьего НГКМ [21]. Исходя из особенностей формирования динамических аномалий следует, что рассматриваемая АТЗ обусловлена резким понижением акустических жёсткостей пород нижеберёзовской подсвиты, вызванным их газонасыщенностью, относительно акустических жёсткостей вмещающих пород.

Хотя рассматриваемая АТЗ контролируется наиболее приподнятой частью Медвежьего вала, её нижняя поверхность является неровной – на крыльях южного купола, имеющего наибольшую газонасыщенность, АТЗ следует до отметок минус 1120-1140 м, в северном направлении, к Ныдинскому поднятию со слабой газонасыщенностью опок коньяк-кампа она поднимается до отметок минус 960-1000 м. На Харампурском месторождении наклон АТЗ отмечен с востока на запад.

Не следует также забывать, что изучение объектов в верхней части разреза часто выполняется по материалам съёмок МОГТ прошлых лет, имеющих низкую кратность суммирования (24-32), к тому же полная кратность обычно достигается только на временах более 2 с. Поэтому, разрешённость таких материалов для изучения рассматриваемых отложений низкая. Задача сейсмостратиграфического изучения осложняется ещё и слабой изученностью свойств этих отложений по скважинам.

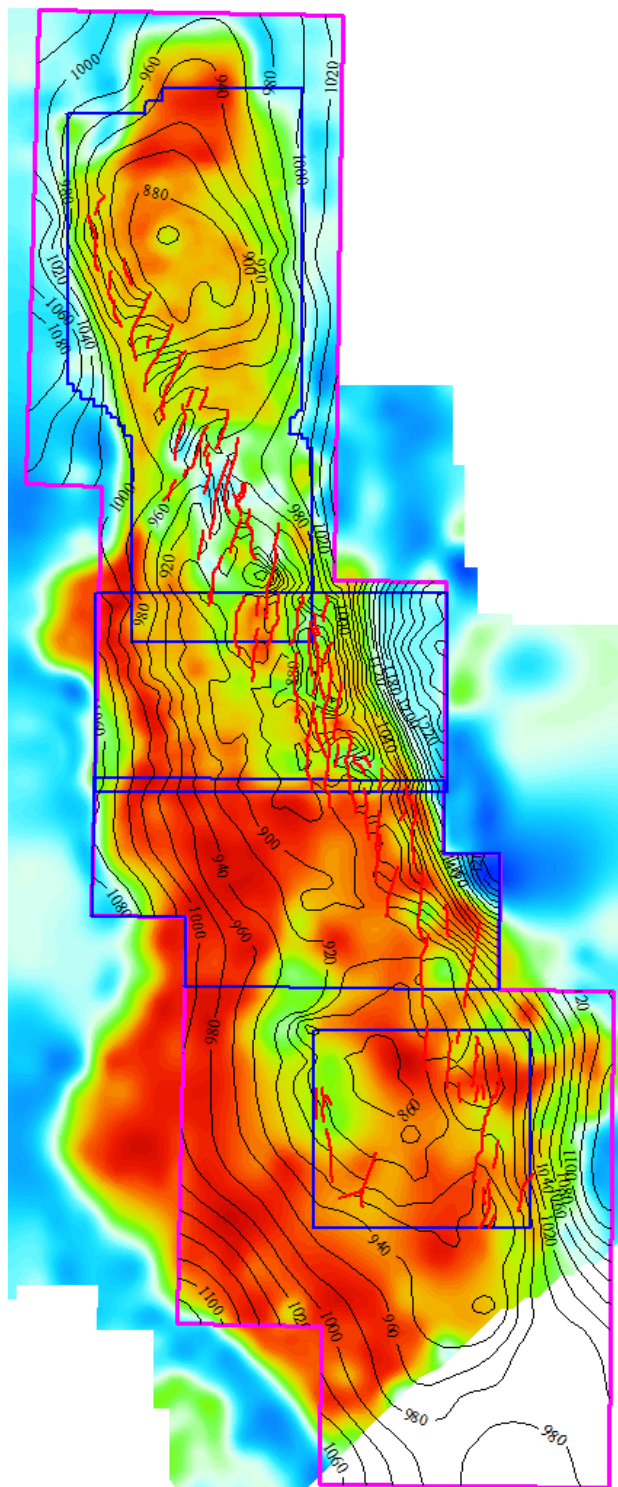


Рисунок 1.12 Положение динамической «аномалии типа залежь» в интервале отложений коньяк-сантонского возраста на структурной карте кровли нижеберёзовской подсвиты Медвежьего НГКМ

Кроме динамического анализа (полные, положительные, отрицательные амплитуды и энергии в различных по диапазону времён окнах, пиковые, мгновенные амплитуды), эффективность которого очевидна по ряду объектов, с учётом высокой пористости силицитов коллекторов, наличия повышенных поровых давлений, перспективным представляется использование детального анализа скоростей.

В газонасыщенных толщах с высокой пористостью фиксируется резкое падение скоростей распространения упругих колебаний. Доказанным является тот факт, что в породах с пористостью более 30% скорости распространения сейсмических волн более чем на 50% ниже, чем в низкопористых и не насыщенных газом средах. Причём на этот показатель, в отличие от динамических характеристик, не влияет строение толщи (т.е. резкие или постепенные границы, тонкослоистость и т.п.). Падение скоростей будет происходить в любом случае, если в разрезе имеются высокопористые газонасыщенные интервалы. По этой причине, в случае газонасыщенности пород нижнеберёзовской подсвиты, интервал С3-С4 будет характеризоваться увеличением временных толщин.

Как показывает опыт работ на Медвежьем, Комсомольском, Вынгапуровском, Уренгойском и других месторождениях, картирование временных толщин позволяет дифференцированно оценивать степень газонасыщенности отдельных пластов нижнеберёзовской подсвиты, однако для этого необходимо учитывать компрессионный эффект, возникающий из-за разных глубин залегания изучаемых отложений, а также изменение толщин картируемых стратонов в разных частях структуры. Методика такого анализа разработана А.С. Пережогиним [20].

1.3. Литолого-минералогическая характеристика пластов берёзовской свиты

1.3.1 Минеральный состав пород.

По данным рентгеноструктурного анализа (РСА), породы верхнеберёзовской подсвиты представлены кремнистыми глинами (Табл. 1.2). В минеральном составе пород нижнеберёзовской подсвиты преобладают минералы различных фаз кремнезёма – кварц, ОКТ-фаза (опал + кристобалит + тридимит) и глинистые минералы – монтмориллонит, иллит, хлорит [5, 7, 11]. Суммарно кремнистые и глинистые минералы в рассматриваемых породах составляют до 95%, т.е. являются породообразующими, а остальные минералы представлены первыми процентами. При этом, соотношение доли кремнистых и глинистых минералов изменяется как по разрезу одного месторождения, так и от месторождения к месторождению (Рис 1.13, Табл. 1.2).

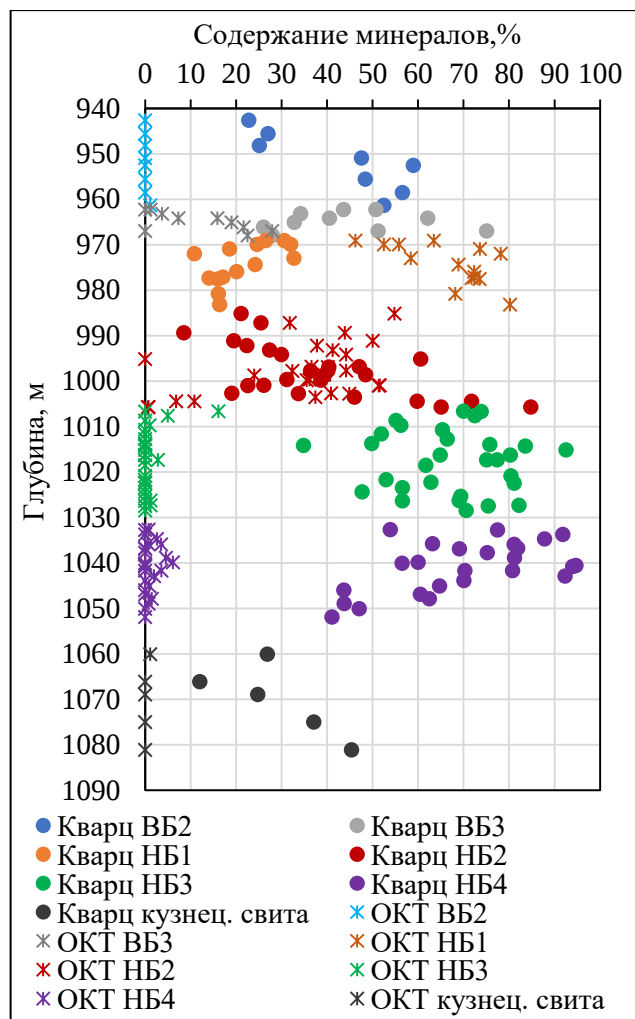
Так, из рисунка (Рис. 1.13а) видно, что в скважине № 5С Медвежьего месторождения ОКТ-фаза кремнезёма, практически, отсутствует в пластах НБ₄ и НБ₃ и её доля скачкообразно возрастает в пластах НБ₂ и НБ₁, достигая в последнем 80%. Доля кварца, наоборот, в пластах НБ₄ и НБ₃ максимальна и достигает 95% (в пласте НБ₄).

Обращает внимание тот факт, что суммарная доля минералов кремнезёма (кварца и ОКТ-фазы) в пластах НБ₁ и НБ₄ больше, чем в пластах НБ₂ и НБ₃, в которых повышается доля глинистых минералов (Табл. 1.2, Рис. 1.13б). Видно также (табл. 1.2), что имеются существенные различия по породообразующим минералам для отдельных пластов различных месторождений. В первую очередь, необходимо отметить различие по содержанию ОКТ-фазы кремнезёма, а именно, на Медвежьем месторождении в пластах НБ₃ и НБ₄ она отсутствует, а на Харампурском месторождении её доля достигает в среднем 18%.

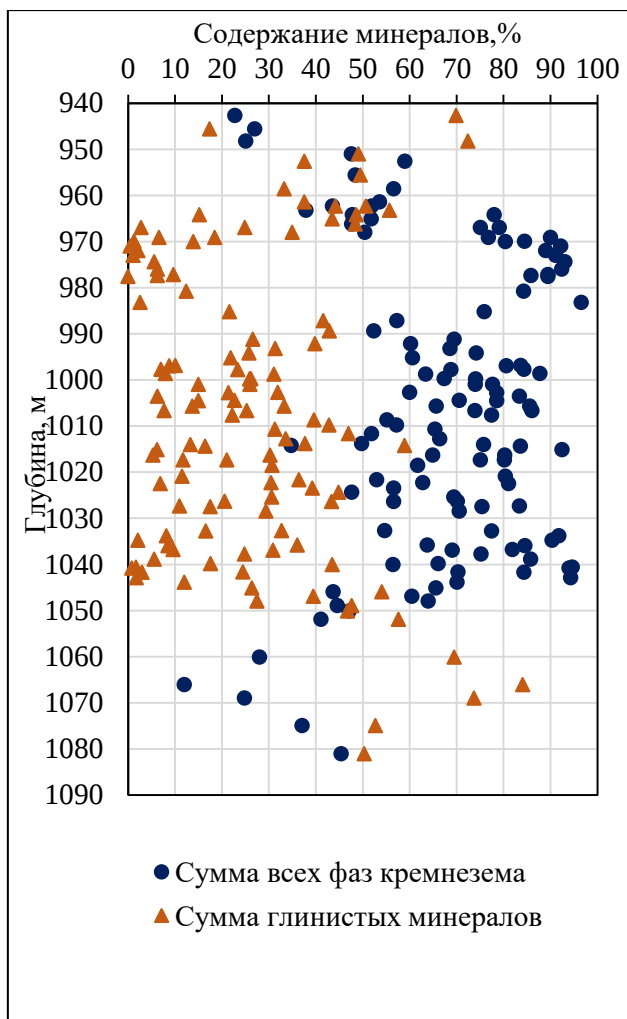
В пластах НБ₁ и НБ₂ различия по содержанию ОКТ-фазы не столь существенны, но они есть и состоят в том же, а именно, на Харампурском месторождении доля ОКТ выше, чем на Медвежьем. При этом, доля кварца во всех пластах берёзовской свиты на Медвежьем месторождении выше, чем на Харампурском месторождении.

Таблица 1.2
Минеральный состав пород берёзовской свиты

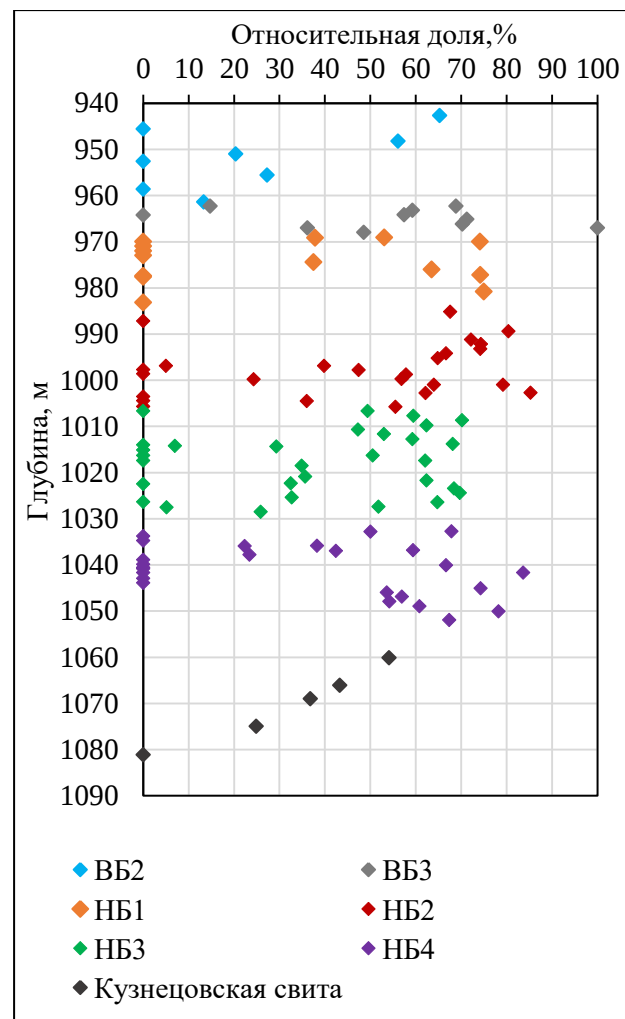
Минералы	Месторождения											
	Харампурское							Медвежье (скважина № 5С)				
	ВБ ₀	ВБ ₁	ВБ ₂	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₃	НБ ₄	ВБ ₃	НБ ₁	НБ ₂	НБ ₃	НБ ₄
Кварц	28,2	37,4	36,3	16,1	25,6	34,3	42,6	44,4	21,4	32,6	67,5	71,2
ОКТ - фаза	13,0	2,3	13,5	56,5	34,6	18,6	18,5	11,9	66,8	39,0	1,4	1,1
Сумма минералов кремнезёма	41,0	39,7	49,8	72,6	60,2	52,9	61,1	56,3	88,2	71,6	68,8	72,3
Монтмориллонит	21,5	17,3	17,9	8,9	15,1	12,7	14,5	19,6	3,1	13,2	11,3	11,2
Каолинит	0,2	3,8	4,6	1,5	2,8	0,6	1,0	1,3	0,2	0,3	1,0	0,4
Хлорит	3,6	6,6	5,4	1,4	2,0	1,4	1,5	0,8	0,1	0,1	0,5	0,2
Гидрослюды	5,6	6,6	5,8	3,4	3,0	4,5	3,7	5,2	1,4	3,1	4,6	3,3
Смешанослойные	1,9	1,7	1,5	0,9	0,7	1,0	1,0	10,0	1,5	6,7	8,7	6,4
Сумма глинистых минералов	32,8	36,0	35,2	16,1	23,6	20,2	21,7	36,9	6,2	23,4	25,6	21,5
Глауконит	8,9	5,4	6,3	5,9	7,6	7,4	4,0		2,5	1,0	3,1	1,0
Полевые шпаты	17,5	12,7	7,4	4,2	4,2	7,8	5,7	5,5	3,5	4,9	4,7	4,6
Пирит	5,0	3,8	3,1	3,1	3,6	3,5	2,9		0,5	0,5	0,6	0,1
Кальцит	2,0	5,0	4,8	7,1	4,9	5,5	3,6	0,0	0,9	0,0	0,0	0,6
Цеолит	1,8	1,0	0,0	2,7	3,2	8,3	7,4		0,5	2,0	1,8	0,6



а) минералы кремнезёма



б) суммарное содержание глинистых минералов



в) содержание монтмориллонита

Рисунок 1.13 Изменчивость содержания порообразующих минералов по разрезу нижеберёзовской подсвиты в скважине № 5С Медвежьего месторождения

Содержание глинистых минералов изменяется в широких пределах от 0% до 50% (Рис. 1.13б) при средних значениях от 16% до 30% (Табл. 1.2), а в скважине № 2С Медвежьего месторождения в пласте НБ₃ доля глинистых минералов, в среднем, составляет 45%, достигая в отдельных интервалах 52%. Существенным моментом здесь является то, что в составе глинистых минералов очень высока доля монтмориллонита (Рис. 1.13в), приводящего к разбуханию и даже разрушению образцов керна в опытах с насыщением их водой. Нулевые значения относительной доли монтмориллонита характерны для образцов керна с малым количеством глинистых минералов.

Таким образом, по содержанию минералов кремнезёма породы нижнеберёзовской подсвиты делятся на два типа: ОКТ-кварцевые и чисто кварцевые разности. Этот факт ещё не отражён в литературе, в том числе и в Решениях стратиграфического совещания [27], где речь идёт об опоках глинистых, глинах опокovidных, т.е. об ОКТ-кварцевых разностях, характеризующихся низкой минеральной плотностью (менее 2,3 г/см³). Породы с чисто кварцевым кремнезёмом (с плотностью более 2,65 г/см³) под эти определения не подходят. Для однозначности обозначения, их лучше называть с использованием общепринятого термина «силицит» [30], который отражает ведущую роль кремнезёма в составе пород. При этом надо учитывать, что во всех породах нижнеберёзовской подсвиты содержание глинистого материала может достигать 35-45%. В связи с этим, в названии пород должно присутствовать слово «глина» в подчинённом отношении к слову «силицит». Таким образом, наши породы можно называть «силициты глинистые». При этом во вторую часть составного названия будем вставлять название разности кремнезёма. В этих обозначениях глинистые опоки получают название «силициты глино-ОКТ-кварцевые», чисто кварцевые разности - «силициты глино-кварцевые». Для полноты характеристики пород нижнеберёзовской подсвиты в названии необходимо отразить тот факт, что, зачастую, в их составе присутствуют терригенные алевритито-псаммитовые примеси. Поскольку их доля не превышает 5-15%, то в названии литотипов эти компоненты используются с суффиксом «истый» – алевритистый, алевро-песчанистый.

Таким образом, можно констатировать, что породы нижнеберёзовской подсвиты представлены двумя основными типами пород - это:

- *силициты глино-ОКТ-кварцевые* алевритистые или алевро-песчанистые;
- *силициты глино-кварцевые* алевритистые или алевро-песчанистые.

1.3.2 Текстурные особенности.

Изучаемые породы характеризуются высокой текстурной неоднородностью как на сантиметровом, так и на миллиметровом уровне. Так, на рисунке (Рис. 1.14) видно, что тонкие слои глинистого материала (тёмные цвета) чередуются с кремнистой массой (светлые цвета) и наоборот (Рис. 1.14а, Рис.1.14б). Даже визуально однородная порода (Рис. 1.14в), при последующем увеличении под микроскопом, оказывается, имеет линзовидную текстуру. Линзочки глини или кремнистой массы могут иметь размеры в пределах одного и долей миллиметра.

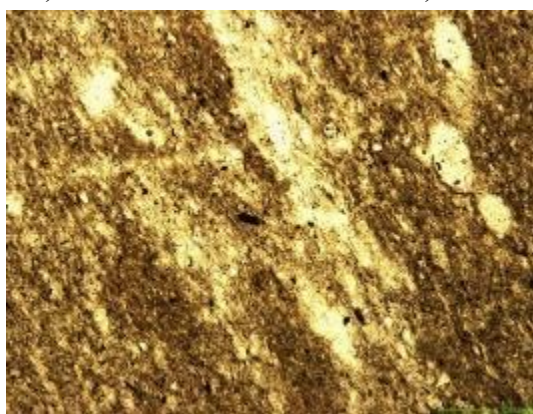
Наряду с линзовидно-волнистой текстурой встречается и линзовидно-пятнистая (комковатая) (Рис. 1.14г, д). При этом комковатость текстуры, в одних случаях подчёркивается линзочками глинистого материала (тёмные линзочки на светлом фоне кремнистого материала (Рис. 1.14г)), в других, наоборот, линзочками кремнистого материала (светлые линзочки на тёмном фоне глинистого материала (Рис. 1.14д)). Размеры этих линзочек составляют десятые и сотые доли миллиметра.



а)

б)

в)



г)



д)

а), б) в) образцы со слоистой текстурой; г), д) шлифы с комковатой текстурой
Рисунок 1.14 Характерные текстуры пород нижеберёзовской подсвиты

Более того, пятнистый характер распределения глинистого материала наблюдается и на микронном уровне, о чём свидетельствуют данные рентгеновской микротомографии с разрешающей способностью 1 мкм (Рис. 1.15). Видно, что глинистая составляющая (синий цвет) представлена как линзочками субгоризонтальной ориентации (Рис. 1.15а), так и отдельными, неупорядоченными пятнами и пятнышками микронной размерности (Рис. 1.15б). Это может быть результатом распада твёрдого раствора (коллоида).

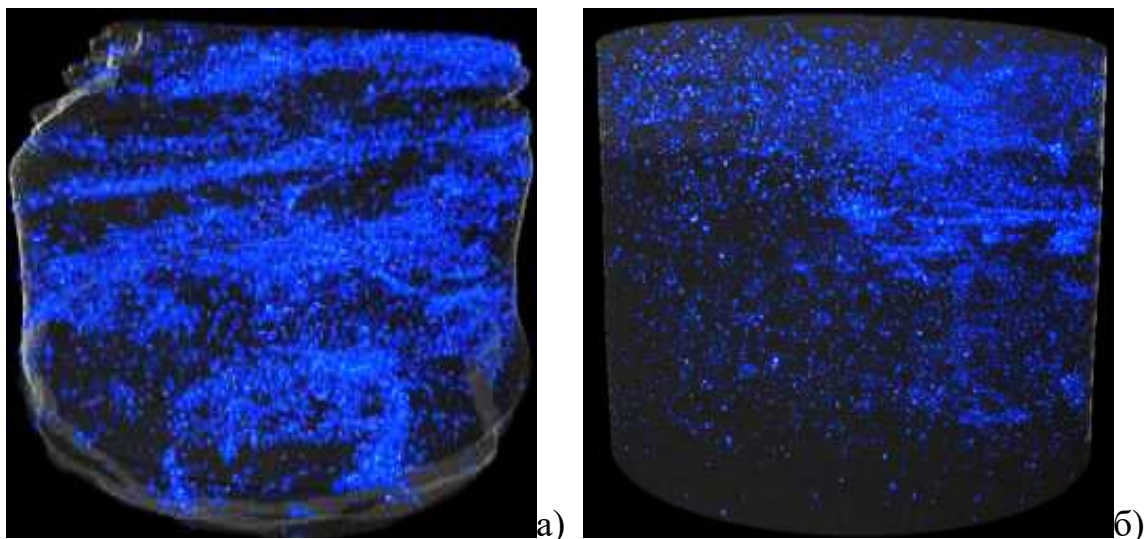


Рисунок 1.15 Распределение глин (синий цвет) в образцах размером 3х3 мм

В разрезе отложений нижеберёзовской подсвиты широко распространены текстуры биотурбации. По всему разрезу отмечаются следы типа *Planolites* и в меньшем количестве *Skolithos* (Рис.1.16). Также была выявлена сложно диагностируемая группа ихнотекстур.

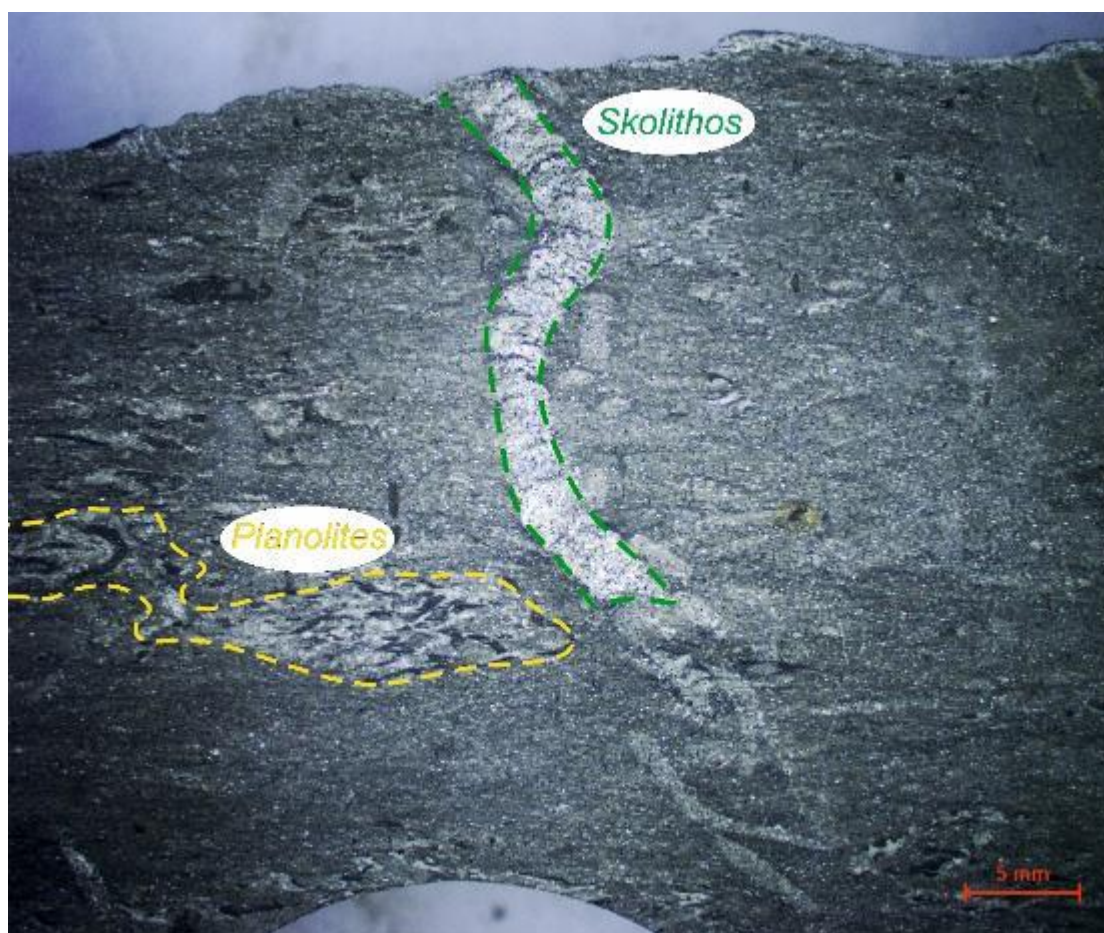


Рисунок 1.16 Диагностируемые ихнофации

Первая группа объектов (*Planolites*) представлена следами перемещения и проедания осадка. Переработка осадка живыми организмами (биотурбация), представлена туннелями,

оставленными животными, которые заполнены частично переработанным грунтом. В целом, зоны биотурбации имеют более светлый (светло-серый, белый) оттенок, при этом в них присутствуют тёмные продолговатые объекты, размеры которых в длину варьируются от долей до 7 миллиметров. Очертания туннелей размытые, что свидетельствует об их возникновении в достаточно рыхлом осадке автохтонного залегания.

Сеть туннелей имеет преимущественно субгоризонтальное направление (в большинстве случаев параллельное плоскостям напластования). Тела животных и образ жизни, вероятно, были схожими с современными кольчатыми червями. Животные, вероятно, являлись грунтоедом, т.е. поглощали рыхлый грунт и, соответственно, питались содержащимся в нём органическим веществом. Органическое вещество присутствовало в осадке в виде примеси или тонких плёнок, покрывающих отдельные зёрна. Возможно, с этим связано наличие тёмных вкраплений внутри ходов.

Вторая группа объектов (Skolithos) представлена следами обитания, по-видимому, хищных животных, пищей для которых зачастую являлись Planolites. Такие выводы можно сделать по ряду признаков: крупные размеры тела, постоянство ширины тела, возможности сверления или иного способа разрушения осадка в крест простирания (перпендикулярное или субперпендикулярное направление туннелей), зачастую направленные на скопления ходов животных, отнесённых к первой группе.

Следы обитания Skolithos представлены наиболее простыми в морфологическом отношении и довольно широко распространёнными следами жизнедеятельности беспозвоночных организмов, обитающих в осадке. Они представлены вертикальными или несколько скошенными, обычно прямыми или слегка изогнутыми норками-трубками небольшой ширины. Зачастую трубки неразветвлённые и располагаются в пласте параллельно друг другу и перпендикулярно плоскостям напластования. Стенки норки гладкие, неорнаментированные; входное отверстие простое округлой формы. Осадок, заполняющий норки, обычно массивный, не несущий следов переработки и, по-видимому, пассивно принесённый в норку, после того как она была покинута своим обитателем. Диаметр трубок 0,2–0,9 см. Горизонтальное сечение – круглое.

Третья группа представлена крупными следами обитания, радиус которых достигает 8 мм, они заполнены осадком, ровные контуры свидетельствуют о плотном грунте. Классифицировать данную группу животных крайне затруднительно ввиду малочисленности и недостатка данных.

Частота встречаемости ихнофаций по разрезу неравномерная (рис. 1.17).

Интересно отметить, что распространение ихнофаций группы Skolithos характеризуется чёткой ритмичностью. Их количество мало в кузнецовской свите (интервал глубин 1060-1070 м), в верхней части пласта НБ₄ (1028-1040 м), в верхней части пласта НБ₃ (1004 – 1010 м) и в пласте НБ₁ (995-1002 м). На фоне практического отсутствия Skolithos в указанных выше интервалах отмечается три «всплеска» их развития в основании пластов НБ₄ и НБ₂, и в средней части пласта НБ₃. Такой характер распределения Skolithos по разрезу свидетельствует о том, что, во-первых, эта группа животных была более требовательна к условиям среды обитания, чем группа Planolites, и, во-вторых, о том, что сама среда обитания претерпевала существенные изменения за время формирования отложений нижеберёзовской подсвиты.

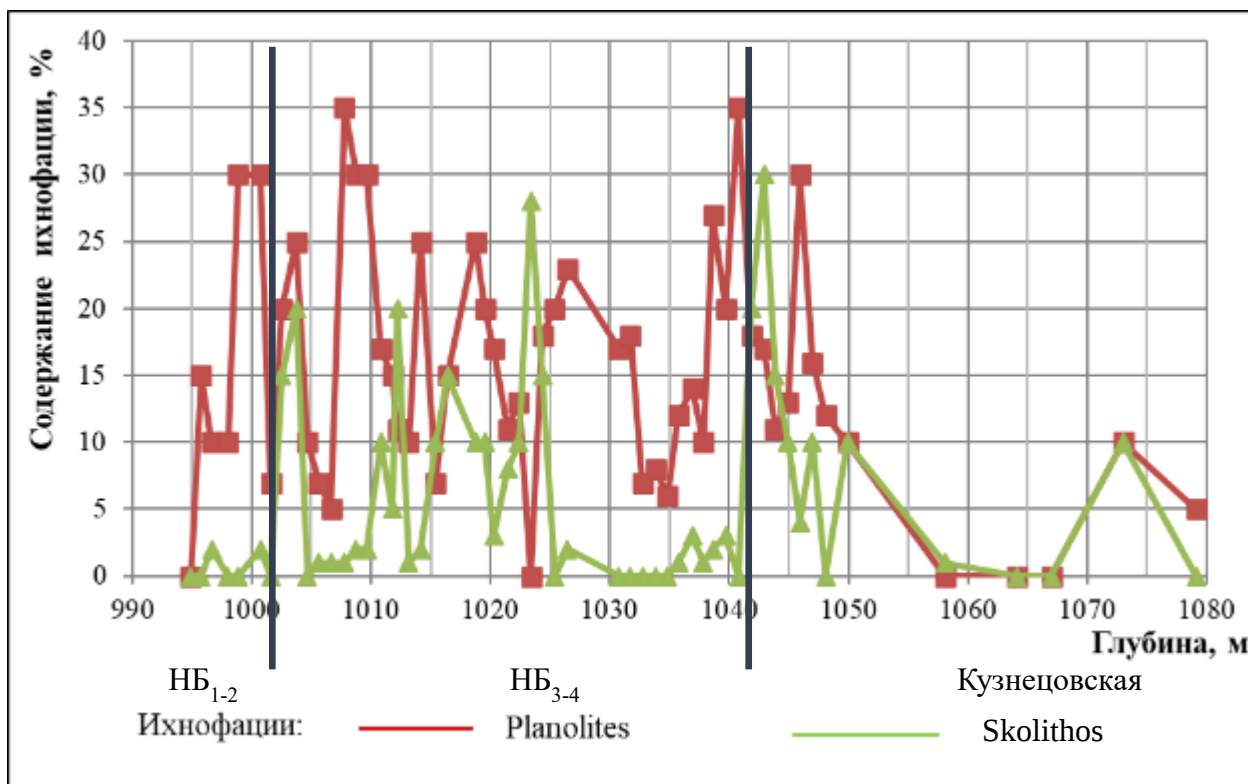


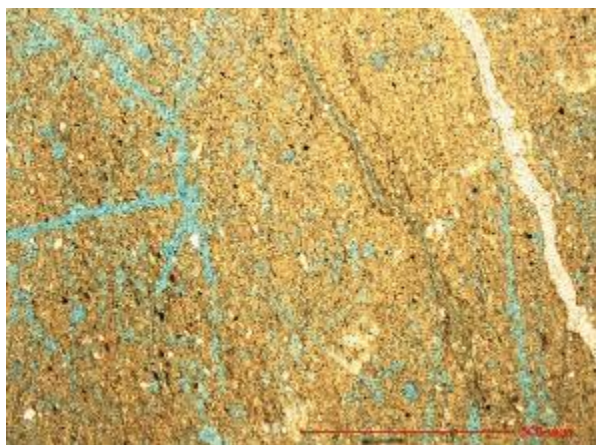
Рисунок 1.17 Частота встречаемости ихнофаий по разрезу

Циклическая изменчивость химизма бассейна осадконакопления в коньяк-сантонское время отмечалась также в работах [11, 12]. Ясно, что изменения химизма палеобассейна влияли не только на животных группы Skolithos, но и на другие сообщества морской биоты.

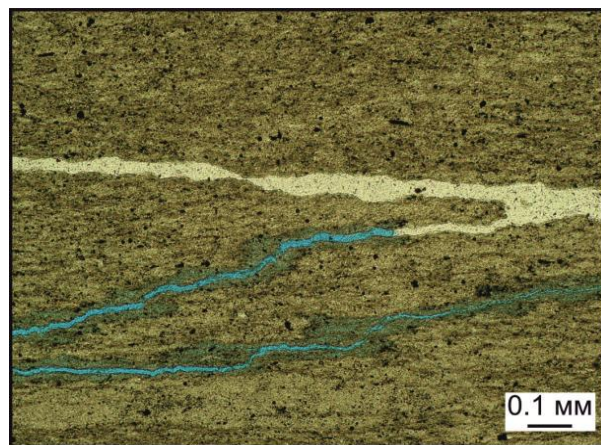
1.3.3 Микротрещиноватость.

При изучении шлифов методами оптической микроскопии при стократном увеличении в них выявляются многочисленные микротрещины. Они могут быть раскрытыми (голубой цвет на Рис. 1.18 и 1.19) или залеченными изотропным кремнезёмом (светло-жёлтый цвет на Рис. 1.18). Они, как правило, слабоизвилистые прерывистые или протяжённые, иногда образуют серии, ориентированы как по слоистости, так и в крест напластования, зачастую приурочены к глинистым линзочкам или слойкам в структуре неоднородной глинисто-кремнистой массы.

В работе [8] отмечен тот факт, что раскрытые микротрещины всегда сопровождаются более тёмноокрашенной полосой, границы которой субпараллельны ей (какой бы извилистой она ни была). Такое «обрамление» раскрытых микротрещин имеет место как для трещин, которые согласуются со слоистостью (средняя трещина на Рис. 1.18а и две нижние на Рис. 1.18б), так и для трещин, которые секут слоистость (обе трещины на Рис. 1.19а и все три трещины на Рис. 1.19 б). «Обрамление» раскрытых трещин может объясняться тем, что по ним происходила (и, видимо, происходит в настоящее время) длительная, а не кратковременная (в геологическом масштабе времени), фильтрация пластовых флюидов. О длительности жизни открытых микротрещин свидетельствует особенность окраски обрамляющей полосы, где внешние (граничные с основной массой породы) края обрамления всегда окрашены в более тёмные цвета, соответствующие цвету глинистой массы и органическому веществу, внутренние же края (граничащие с самой открытой трещиной) всегда имеют более светлую окраску, соответствующую цвету кремнистой составляющей породы.

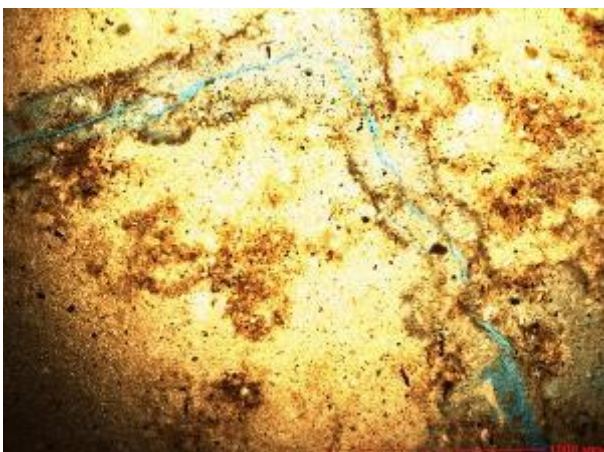


а)

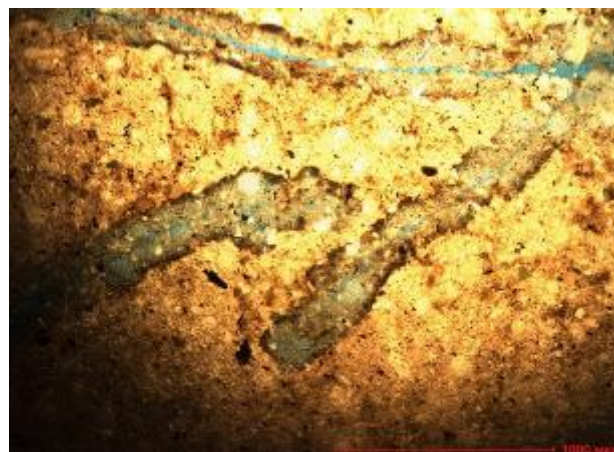


б)

голубой цвет – раскрытые трещины, прокрашенные при изготовлении шлифов
Рисунок 1.18 Система трещин в шлифах, изготовленных вкрест слоистости



а)



б)

Рисунок 1.19 Система трещин в шлифах, изготовленных параллельно слоистости

Другими словами, на ранних стадиях жизни открытых трещин через них фильтровались флюиды, обогащённые глинистым и органическим веществом, а на поздних (вплоть до настоящего времени) – обогащённые растворённым кремнистым веществом. Или – горячие гидротермы, фильтруясь сквозь трещину, растворяли с её поверхности глинистый материал и органическое вещество (оставался только кремнезём), которые на удалении от самой трещины (по мере снижения температуры) вновь выпадали в твёрдую фазу, относительно обогащая породу данными компонентами, что и фиксируется в виде тёмной внешней каймы в полосе обрамления трещины.

Таким образом, в качестве открытых в пластовых условиях микротрещин, на шлифах следует рассматривать только те трещины, которые сопровождаются «обрамлением», а трещины без обрамления скорее всего появились в шлифе за счёт механического нарушения целостности породы при отборе, транспортировке и распиловке керна, а также при изготовлении шлифа (система тонких трещин в левой части фрагмента шлифа на Рисунке 1.18а). Будем называть эти трещины механогенными.

Раскрытость не механогенных трещин достигает 80 мкм.

Наличие микротрещиноватости в породах нижеберёзовской подсуиты подтвердили и результаты растровой электронной микроскопии.

Наряду с доказанными особенностями микротрещин следует отметить еще одну, состоящую в том, что на поверхности шлифов, изготовленных параллельно слоистости, микротрещины зачастую имеют спрямленный характер, что свидетельствует об их тектоническом происхождении. Более того, иногда они пересекаются под прямым углом (Рис. 1.19), что является свидетельством проявления различных напряжений пород в различные периоды развития тектонических процессов.

В пользу тектонического характера взаимно перпендикулярных микротрещин говорит их размер - уже не микро, а сантиметровой (Рис. 1.20 а, точка 1). Здесь видно, что рельеф скола полноразмерного образца керна осложняется вертикальными уступами по направлениям, расположенным практически под прямым углом друг к другу. Эти направления хорошо согласуются с тем фактом, что в рассматриваемых породах, при изучении ориентированных по сторонам света образцов, выявлено два направления главного стресса, перпендикулярных друг к другу (Рис. 1.20 б).

Интересно отметить, что такие угловые осложнения рельефа на сколе отмечаются не только в точке 1 (см. точки 2, 3). Хотя вертикальный уступ в этих точках отсутствует, прямые линии этих осложнений взаимно перпендикулярны и имеют направления, соответствующие двум направлениям главного стресса.

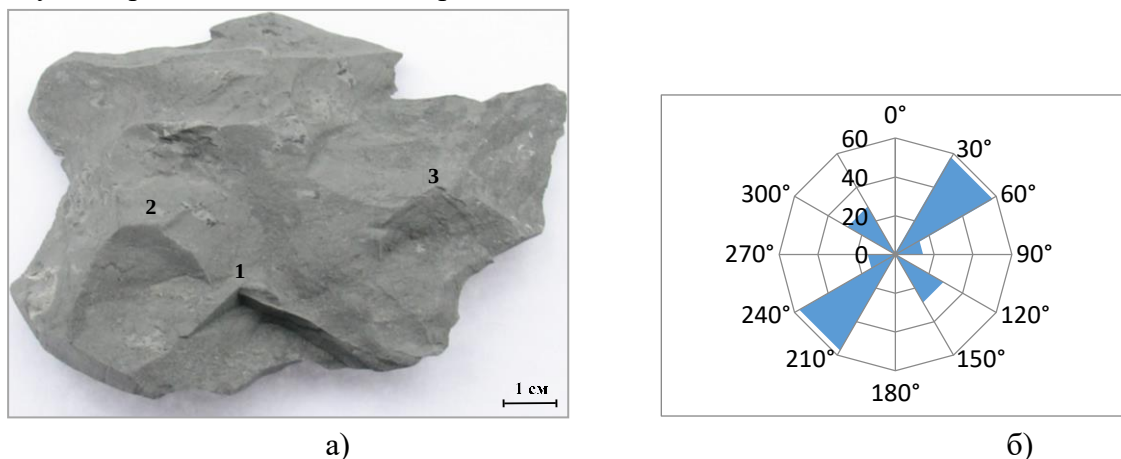


Рисунок 1.20 Макротрещины тектонического происхождения

Стоит также отметить, что по скважинам, расположенным вблизи активной зоны тектоно-диагенетической дезинтеграции пород нижнеберёзовской подбиты, микротрещиноватость в шлифах встречается в 2 раза чаще, чем в скважинах, пробуренных в «спокойных» зонах.

1.3.4 Генезис микро и макротрещин.

В настоящее время существуют различные классификации трещин: размерные, геометрические, генетические и специальные. Все они характеризуют трещины с различных точек зрения и поэтому не исключают, а дополняют друг друга.

Керновый анализ позволил выделить два класса трещин - это микротрещины и макротрещины, а детальное изучение этих трещин с использованием микроскопических методов (шлиф и РЭМ) разделить трещины по генетическим признакам и степени заполнения: тектонические открытые и тектонические, частично заполненные вторичными минералами (минерализованные); тектонические, полностью заполненные вмещающей породой;

литогенетические открытые; литогенетические открытые, расширенные за счет действия тектоники и процессов растворения.

Тектонические трещины

Среди тектонических трещин принято различать трещины, образовавшиеся при формировании складок (соскладчатые) и трещины, связанные с образованием тектонических разрывов (приразрывные) [25].

Генетический тип - кливаж, показывает связь с литологией и тектоническими условиями. Под *кливажом* понимают способность горных пород делиться по параллельным или почти параллельным поверхностям на тонкие пластинки. В общем ходе деформации место образования кливажа соответствует последней стадии развития пластической деформации, характеризующейся потерей прочности перед разрывом.

Кливаж, выделенный в керне рассматриваемых объектов - это трещиноватость, связанная с сжатием либо растяжением пород при формировании складок. Кливаж преимущественно представлен трещинами отрыва и связан с породами нижнеберёзовской подсвиты, преимущественно с пластом НБ₁ ввиду особенностей его упруго-прочностных свойств.

В породах пласта НБ₁ выделяется две системы трещин кливажа (отрыва): первая – закрытые трещины, направленные веерообразно; вторая – открытые вертикальные трещины, секущие первую систему.

В шлифах трещины кливажа (отрыва) идентифицировались по следующим признакам: трещины расположены преимущественно перпендикулярно слоистости, реже под наклоном, подчёркивая системность; морфология трещины преимущественно одинакова на всем её протяжении; минерализация трещин выдержана по составу. Для оценки интенсивности и локализации данного типа трещин необходимо проводить палеотектонический анализ развития территории с целью локализации зон интенсивного тектонического развития в период завершения цикла седиментации отложений берёзовской свиты.

Тектонические (приразрывные) оперяющие – возникающие при смещении вдоль поверхности основного разлома. Тектонические трещины формируются путём роста, сгущения и слияния, существовавших ранее мелких оперяющих трещин. Для оперяющих трещин характерно развитие их группами, внутри которых густота трещин повышена, а трещины расположены кулисообразно [23, 34].

Приразрывные трещины по времени образования разделяются на опережающие, возникающие до формирования крупного разрыва, и оперяющие, причиной формирования которых является трение при смещении по поверхности основного сместителя. Крупный разрыв образуется в результате слияния опережающих трещин.

При моделировании, тектонические приразрывные трещины следует распределять в зонах выявленных разрывных нарушений на основании параметров трещин, определённых при изучении керна, данных специальных комплексов ГИС, анализа когерентности и других сейсмических атрибутов, позволяющих определять тектонически дислоцированные зоны.

В керновом материале исследуемых лицензионных участков преимущественно были зафиксированы приразломные трещины скалывания.

Отнесение трещин к приразломным (скалывания) по керновому материалу проводилось по следующему ряду признаков: наличие зеркал скольжения, заметная смена литологического состава пород по разные стороны от трещины, трещины крутые, по трещине фиксируется видимое смещение слоёв породы, трещины короткие, редко протяжённые, иногда обрамляются

оперяющими трещинами, трещины образуют выдержанную систему, трещины зачастую располагаются через равные интервалы. В шлифах приразломные (скалывания) трещины идентифицировались по следующим признакам: крайне малая ширина (раскрытость) трещин; наличие глинок трения; смещение структурных элементов породы вдоль трещины относительно друг друга.

Литогенетические трещины

Литогенетические трещины наиболее интенсивно образуются на диагенетической стадии, при превращении осадка в твёрдую породу. Обычно процесс сопровождается уплотнением пород под давлением веса вышележащих пород и отжатием из них седиментационных вод. Отжатая вода удаляется из слоя вдоль поверхности наслоения. Поэтому диагенетические трещины в тонкослоистых и глинистых породах ориентированы, главным образом, параллельно слоистости. В отложениях с высоким содержанием свободного кремнезёма (глинисто-кремневые илы) часть литогенетических трещин ориентирована поперечно или диагонально по отношению к кровле и подошве слоя. Образование их объясняется возникновением внутри слоя аморфного кремнезёма при трансформации опала множества центров стяжения (кристаллизации). В результате слой делится на множество микроблоков (системы полигональной трещиноватости), между которыми образуются микротрещины усыхания, гидроразрыва (синерезис, септарии) и по ним циркулирует отжимаемая вода, затем происходит в разной степени заполнение минеральными веществами (чаще всего глиной, карбонатами, вторичным опалом).

Литогенетические трещины при 3D моделировании рекомендуется использовать в виде коэффициента, понижающего вертикальный тензор проницаемости. На сегодняшний день не удалось подобрать надёжную методику для прогнозирования данного типа трещин.

Техногенные (искусственные) трещины

Техногенные (искусственные) трещины – искусственно созданные, при изготовлении шлифа, отборе образца или поднятии керна на поверхность.

На основании выполненных исследований была установлена этапность формирования указанных типов трещин друг относительно друга.

В результате изучения последовательности формирования трещин разных типов, установлена общая для всех площадей в пределах рассмотренного разреза закономерность: первичный генезис принадлежит литогенетическим трещинам, тектонические открытые трещины – более поздние.

Форма вторичной минерализации тектонических и литогенетических трещин также отличается. Для литогенетических трещин характерна минерализация всевозможными агрегатами аутигенного кварца и глобулями пирита. Тектонические трещины чаще всего заполнены кальцитом или ангидритом, иногда аутигенным кварцем. Различия в форме заполнения наблюдаются в пределах одного образца, в котором контактируют частично минерализованные тектонические и литогенетические трещины (Рис. 1.21). В редких случаях в шлифах наблюдается прямое пересечение литогенетических трещин тектоническими, что определяет их как более поздние в формировании (Рис. 1.22).

Пласт НБ₁, помимо общих закономерностей, имеет свои особенности, состоящие в наличии полностью заполненных вмещающей породой тектоно-литогенетических трещин - первично литогенетические (синерезис) с обновлением по плоскостям во время тектонических активизаций (Рис. 1.23).

Эти трещины пересекаются литогенетическими и тектоническими открытыми трещинами, что ставит их на первое место в ряду последовательности формирования от более ранних к более поздним: тектоно-литогенетические трещины синерезиса, полностью заполнены вмещающей породой, литогенетические, тектонические открытые и частично минерализованные.

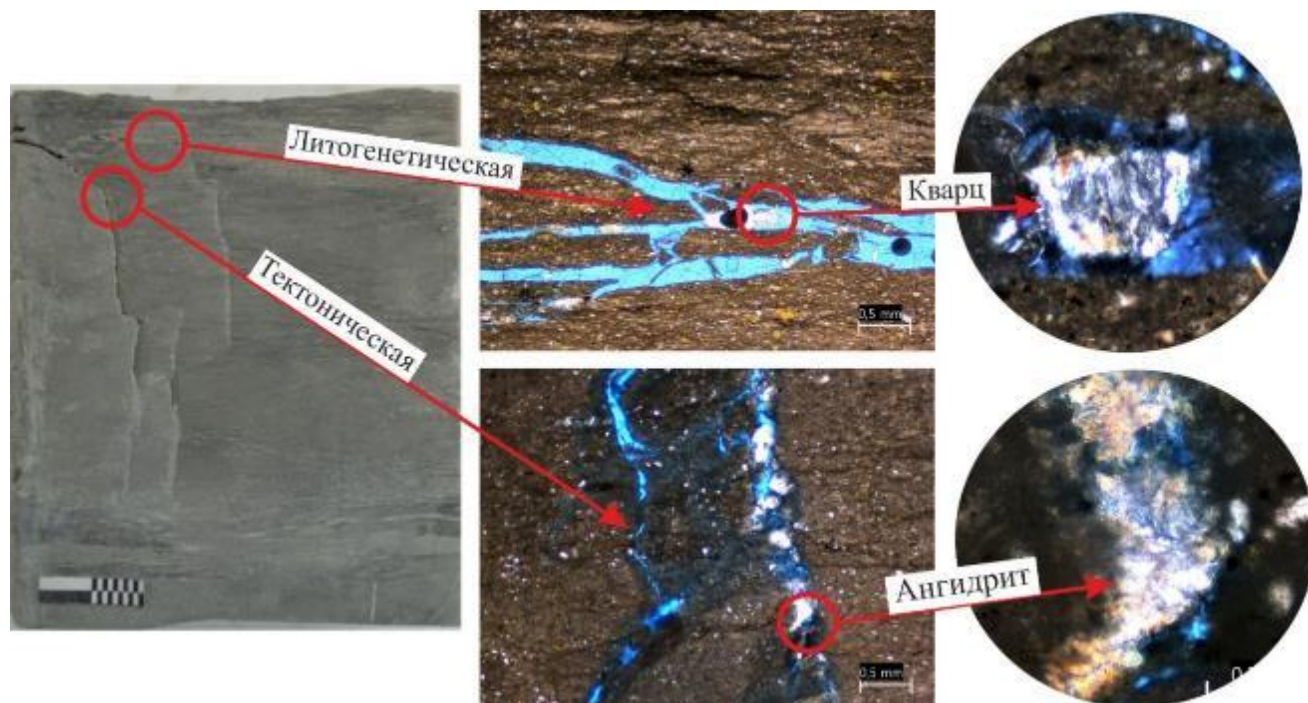


Рисунок 1.21 Различное минеральное заполнение близлежащих пересекающихся тектонической и литогенетической трещин в пределах одного образца. Пласт НБ₁, Харампурское месторождение

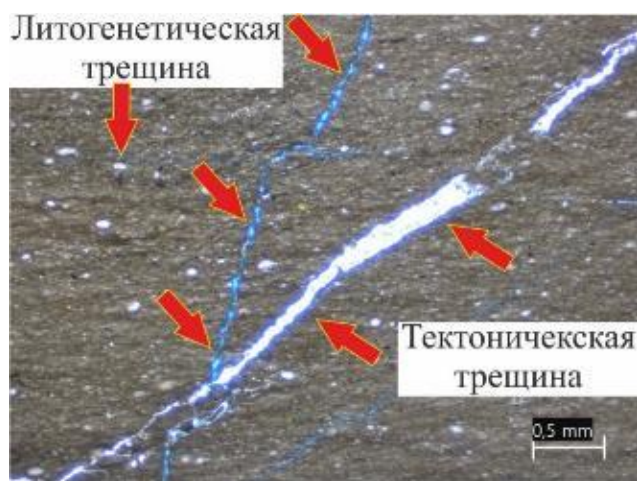


Рисунок 1.22 Тектоническая трещина частично заполнена кальцитом, пересекает активно разветвленную открытую литогенетическую трещину. Пласт НБ₁

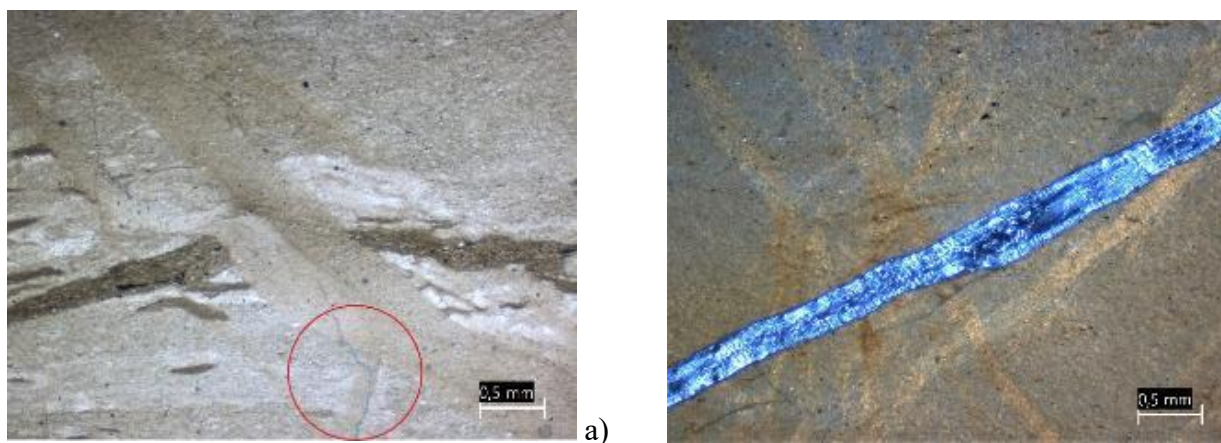


Рисунок 1.23 Тектоно-литогенетические трещины синерезиса, полностью заполненные вмещающей породой, пересечены литогенетической (а) и тектонической открытой (б) трещинами. Харампурское месторождение

В зоне развития тектоники пласта НБ₁ наблюдается расширение литогенетических трещин за счёт действия тектоники при плотном их контакте (Рис. 1.24). Такие трещины неповсеместны, отмечаются участками, и сформированы одновременно с тектоническими.

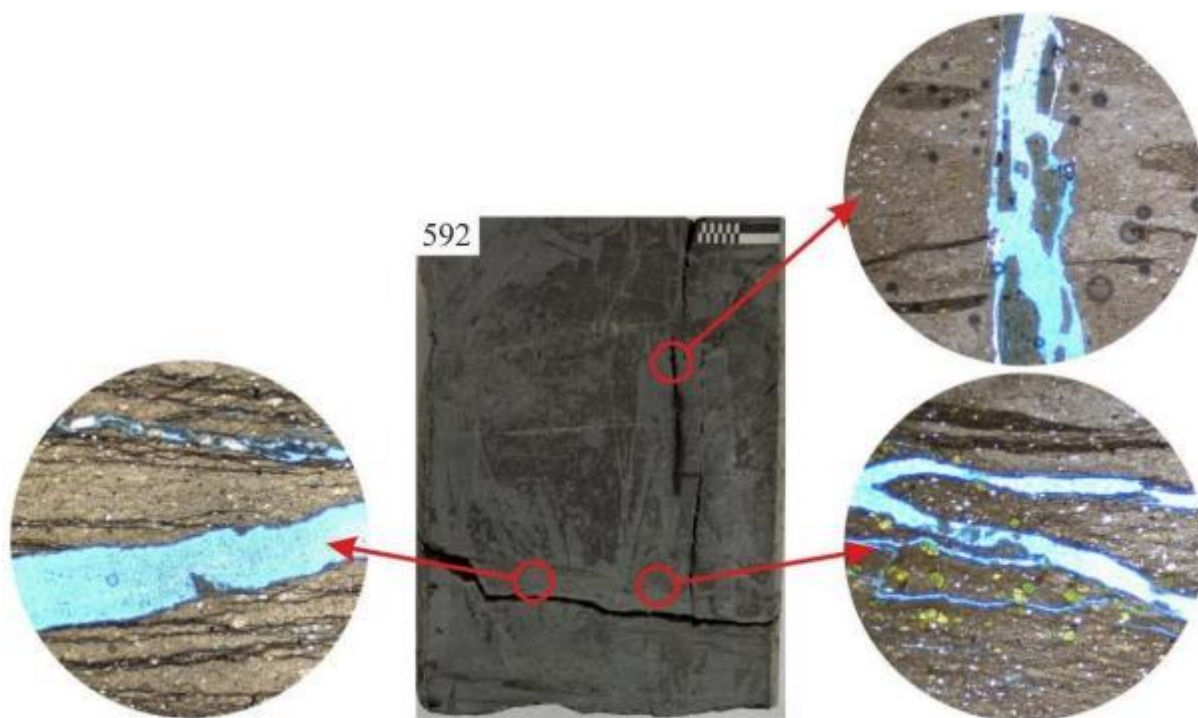


Рисунок 1.24 – Послойные литогенетические трещины расширены за счёт действия тектоники в зоне непосредственного контакта с вертикальной тектонической трещиной.

В ходе выполненных исследований было установлено, что структура трещинного пространства коньяк-кампанских отложений имеет очень сложный характер. Выделяется несколько систем трещин различных по генезису и свойствам, находящихся в тесной связи между собой и бесспорно оказывающих значительное (если не решающее) влияние на фильтрационные свойства резервуара берёзовской свиты.

Комплексирование разномасштабных методов определения параметров трещиноватости позволило увеличить статистику параметров трещиноватости для использования их при моделировании.

Наиболее достоверный комплекс исследований параметров трещиноватости включал керновые исследования, запись микроимджеров и кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (SonicScanner). Установлено, что интенсивность тектонических трещин для пласта НБ₁ порядка 5 трещин/пог. м, для пласта ВБ₁ порядка 1 трещин/м пог. Интенсивность литогенетических трещин для пласта НБ₁ порядка 140 трещин/пог. м, для пласта ВБ₁ порядка 7 трещин/пог. м.

Тектонические трещины типа кливаж – преимущественно субвертикальные. Тектонические трещины приразломные (оперяющая трещиноватость) – наклонные, среднее значение угла к оси керна 60°. Литогенетические трещины – преимущественно субгоризонтальные, развиты параллельно слоистости пород.

Тектонические трещины типа кливаж – преимущественно открытые, 26% заполнены полностью, среднее значение заполнения - 33%. Тектонические трещины приразломные – практически все открыты полностью, максимальное значение заполнения 10%. Литогенетические трещины – преимущественно открыты, среднее значение заполнения - 9%. Тектонические трещины типа кливаж – апертура изменяется от 0 до 170 мкм, при средних значениях порядка 64 мкм. Тектонические трещины приразломные – апертура изменяется от 0 до 20 мкм, при средних значениях порядка 7 мкм. Литогенетические трещины – апертура изменяется от 0 до 100 мкм, при средних значениях порядка 28 мкм.

Методика исследований трещинной ёмкости отложений берёзовской свиты должна быть комплексной и содержать целый набор инструментов определения трещиноватости разных масштабов, что впоследствии позволит перейти к качественному прогнозу и пониманию фильтрационных способностей рассматриваемых отложений.

Для выявления и классификации интервалов трещиноватости рекомендуется запись высокоразрешающих электрических имиджей (Q-Geo, FMI-HD).

При построении 3D моделей трещиноватости из всех выявленных типов трещин к моделированию в виде модели неявных трещин (CFM) рекомендуются тектонические трещины складчатые (кливаж), представляющие собой систему мелких (10-90 см) внутрипластовых трещин, в виде модели дискретных трещин (DFN) рекомендуются тектонические трещины приразломные (1-10 м).

1.4. Структура пустотного пространства силицитов нижеберёзовской подсвиты

Характерной особенностью фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых коллекторов является низкая проницаемость (в среднем $0,35 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и высокая общая пористость (до 40%).

Такое соотношение пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы рассматриваемых глино-силицитов носят, в основном, субкапиллярный характер. Наиболее крупные поры (с размерами не более 200 мкм), видимые при оптической микроскопии шлифов, образуются в результате выщелачивания раковин радиоларий и вокруг редких обломочных зёрен. Кроме того, видимые под микроскопом, но более тонкие пустоты, можно наблюдать в местах развития открытых микротрещин. Как показали результаты изучения трещинной ёмкости на Медвежьем месторождении на кубических образцах размером 5х5 см, она изменяется от 0 до 6,3%, составляя в среднем 1,1%.

Другими словами, высокая пористость рассматриваемых пород связана не с пустотами субмиллиметровой размерности, а с более тонкими порами. Это подтверждается результатами изучения структуры порового пространства рассматриваемых глинистых опок методами рентгеновской микротомографии с помощью микротомографа SkyScan-1172. При исследовании образцов размером 3х3 мм установлено, что количество пор в них начинает резко нарастать в сторону более мелких пор, начиная с 12 мкм до 3 мкм, и их количество исчисляется тысячами, тогда как более крупные поры исчисляются единицами, реже десятками.

Для изучения структуры пор с радиусом менее 3 мкм на силицитах нижеберёзовской подсвиты проводились исследования методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) совместно со сфокусированным ионным пучком (ФИП). На рисунке (Рис. 1.25) приведены типовые образцы из глинистого пласта верхнеберёзовской подсвиты (ВБ₃) и из наименее глинистых пластов нижеберёзовской подсвиты (НБ₁ и НБ₄).

Из рисунка (Рис. 1.25) видно, что поры в образцах можно подразделить на три вида:

- канало-трещиноподобные, разнонаправленные, удлинённые, отдельные и соединяющиеся, размерами 50-150 нм в ширину, до 1 мкм в длину, схожие с трещинами, образованными при высыхании глин;
- мелкие, изометричной формы, размерами 15-80 нм, соединяющиеся, схожие с пористостью губки;
- крупные, неправильной формы, размерами 0,5-1,5 мкм, соединяющиеся.

Анализ распределения диаметров пор показал, что во всех пластах наиболее часто встречаются поры с диаметрами менее 256 нм, но вклад их в общий объём пустотного пространства различен:

- в глинисто-кварцевых силицитах по количеству преобладают поры, размером от 32 нм до 64 нм.,днако, основной объём занимают поры размером в среднем 1500 нм;
- в глинистых ОКТ-кварцевых силицитах по количеству преобладают поры, размером в среднем 20 нм, однако объёмная доля их очень мала (менее 10%). Основной объём занимают поры размером в среднем 75 нм;
- в глинах пласта ВБ₃ по количеству преобладают поры, размером около 32 нм, однако объёмная доля их менее 5%. Основной объём составляют поры размером в среднем 150 нм.

Такая особенность распределения пор в изучаемых породах подтверждается и данными адсорбционно-структурного анализа (АСА).

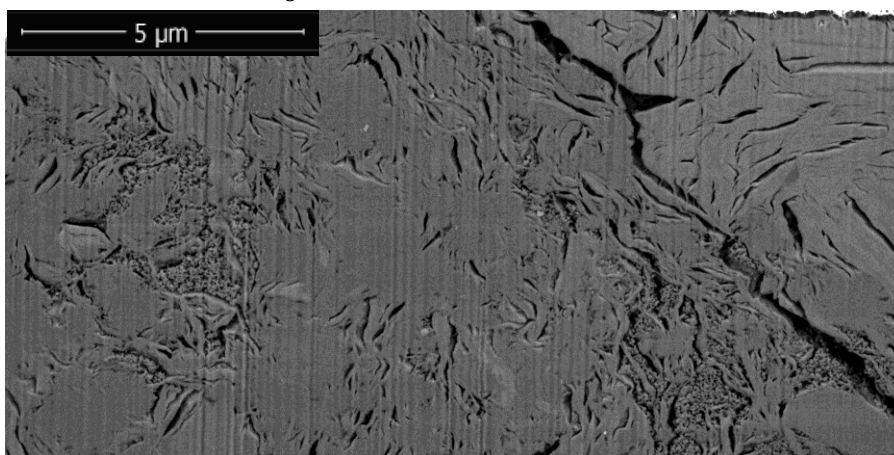
Определение адсорбционно-структурных показателей изучаемых образцов керна проводилось на анализаторе ASAP-2020М по изотермам адсорбции-десорбции азота при температуре 77,4 К на измельчённой до фракции 0,45-0,63 мм породе.

В частности, определялись следующие показатели:

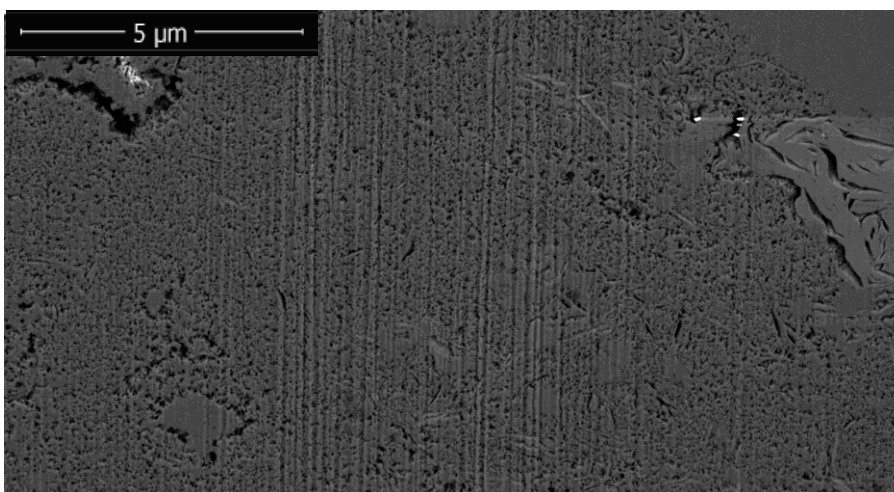
- пористость матрицы породы – пористость частичек из фракции 0,45-0,63 мм;
- распределение микропор по размерам в диапазоне от 0,5 нм до 2,0 нм;
- распределение мезопор по размерам в диапазоне от 2,0 нм до 50,0 нм;
- распределение макропор по размерам в диапазоне от 50,0 нм до 500,0 нм.

Возможности адсорбционно-структурного анализа позволяют оценить пористость матрицы породы (Кпм) и выявить доленое участие (по объёму) микро-, мезо- и макропор (Кп_микро, Кп_мезо, Кп_макро) в поровом пространстве матрицы. Сопоставление оценок Кпм с оценками пористости методом Преображенского керосино-насыщением (Кпо) показал, что пористость матрицы пород обычно ниже Кпо. Это связано с тем, что в АСА выпадают из рассмотрения наиболее крупные поры – поры капиллярного размера (Кп_кап), доли которых могут быть вычислены путём вычитания Кпм из Кпо.

а) Образец из глинистого пласта ВБ₃



б) Образец из глино-ОКТ-кварцевой разности пород



в) Образец из глино-кварцевой разности пород

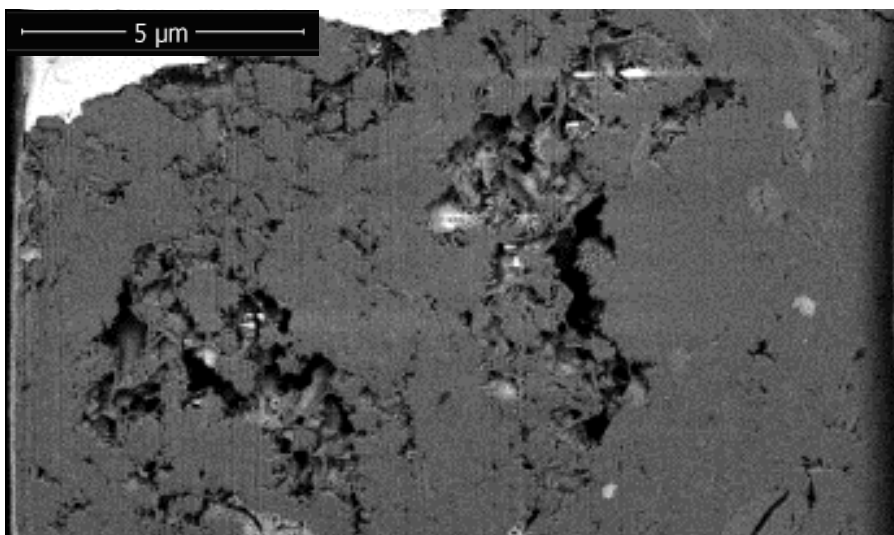


Рисунок 1.25 РЭМ-снимки по ФИП-средам образцов с 10000 кратным увеличением, скважина № 3С Медвежьего месторождения

Здесь есть некоторая неопределённость с макропорами, поскольку к ним относятся те поры, диаметры которых превышают 50 нм (0,05 мкм) и, следовательно, в методе АСА к ним могут быть отнесены и поры капиллярного размера, с диаметром около 0,2 мкм, которые могут

содержать подвижные флюиды. Для снятия этой неопределённости целесообразно эти два вида пор рассматривать совместно, суммируя их долевое участие.

Результаты оценки доли пор в общем пустотном пространстве удобно представлять в виде столбчатых диаграмм, где зелёным цветом окрашена доля капиллярных пор (по которым происходит движение флюидов), жёлтым – доля макропор, для которых весьма вероятно движение флюидов, и красным – доля мезопор, которые, вероятнее всего, заполнены неподвижной связанной водой, и голубым – доля микропор (Рис. 1.26).

Эти диаграммы представляют собой литолого-емкостную модель пустотного пространства коллекторов нижеберёзовской подсвиты, поскольку её пласты отличаются друг от друга и по объёмам пор разного вида, и по литологии.

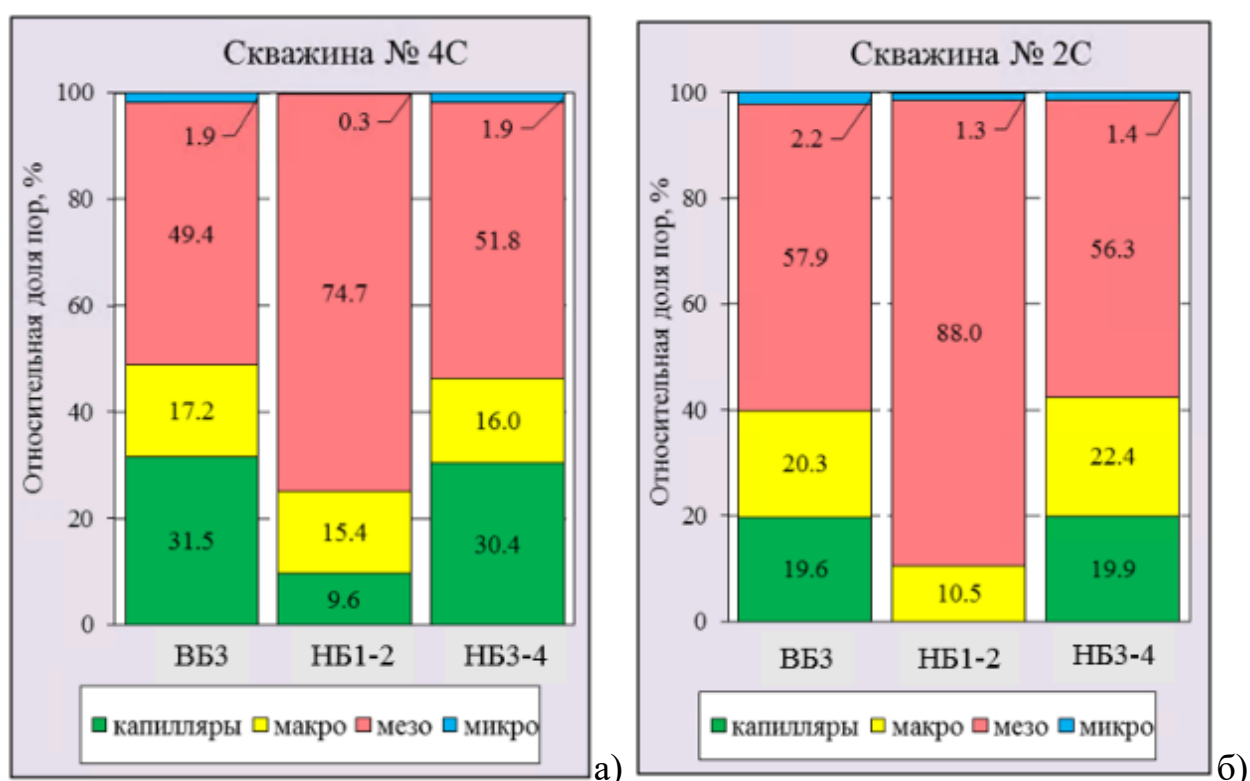


Рисунок 1.26 Литолого-емкостная модель коллекторов нижеберёзовской подсвиты в относительных долях пор разного типа (по данным АСА). Медвежье месторождение

Из анализа построенной литолого-емкостной модели пустотного пространства пород-коллекторов нижеберёзовской подсвиты вытекает важный вывод: газонасыщенность глино-ОКТ-кварцевых силицитов может составлять не более 25%, поскольку поровое пространство пород-коллекторов этого пласта более, чем на 75%, представлено мезопорами, которые всегда заняты связанной водой, а газонасыщенность глино-кварцевых силицитов может достигать 50%.

Другими словами, из модели следует, что газонасыщенность пласта НБ₁ будет вдвое меньше газонасыщенности пласта НБ₄.

Остановимся подробнее на литологической составляющей модели, а именно, на взаимосвязи доли капиллярных и макропор с содержанием кварца и глинистых минералов в породе (Рис. 1.27). Видно, что с увеличением доли содержания кварца в породе закономерно увеличивается и доля наиболее крупных пор в пустотном пространстве (Рис. 1.27а). Эта закономерная связь объясняет вероятный механизм появления этих пор.

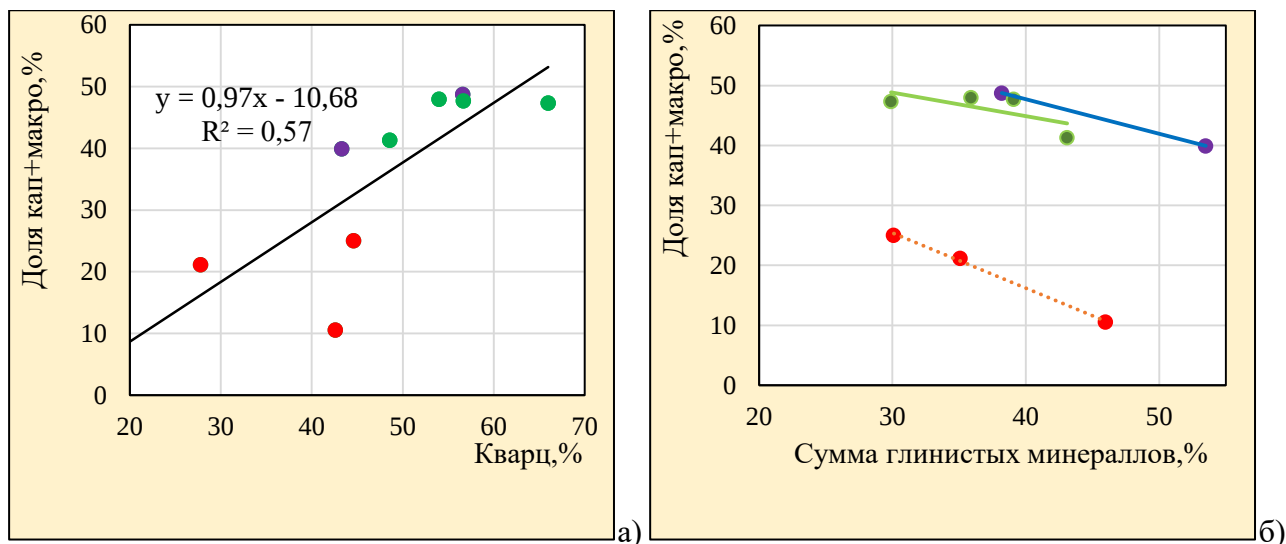


Рисунок 1.27 Взаимосвязь содержания кварца (а) и глинистых минералов (б) с долей капилляров и макропор в пустотном пространстве. Медвежье месторождение

А именно, при кристаллизации исходного губчатого кремнистого осадка (геля ортокремниевой кислоты) до уровня кварца происходит перераспределение молекул кремнезёма к центрам кристаллизации с образованием по перифериям зон кристаллизации пустот более крупных размеров, чем в исходном кремнистом осадке.

Поскольку плотность кварца на 20% больше плотности опала ($2,65 \text{ г/см}^3$ и $2,2 \text{ г/см}^3$, соответственно), то при формировании кристаллов кварца не менее 20% объёма, занимаемого исходным кремнийгелем, превратится в пустоты. Чем больше вновь образованных кристаллов кварца в породе, тем больше объём образующихся пустот. Из этого следует, что в пласте НБ₁, где кристаллизация кремнезёма не достигла полного перехода в фазовое состояние кварца, размеры пор должны быть меньше, чем в пластах НБ₃ и НБ₄.

Таким образом, естественным является тот факт, что доля мезопор в пласте НБ₁ намного больше, чем в других пластах, поскольку сохранена исходная пористость губчатой среды кремнезёма. Такой механизм формирования пустотного пространства подтверждается данными растровой электронной микроскопии по технологии ФИП/РЭМ, описанными выше (Рис. 1.25).

Увеличение доли глинистых минералов в породе приводит к закономерному снижению доли капиллярных пор и макропор (Рис. 1.27б). Эта взаимосвязь объясняет то обстоятельство, что в скважине № 2С Медвежьего месторождения отмечается повышенное содержание мезопор (Рис. 1.26б). А именно, в этой скважине доля глинистых минералов больше, чем во всех других скважинах (Рис. 1.27б).

1.5. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов

1.5.1 Определение открытой и общей пористости

Лабораторные исследования керн по определению коэффициента открытой пористости производились жидкостенасыщением (метод Преображенского) по керосину, водному раствору KCl и модели пластовой воды NaCl в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 [2], газоволюметрическим методом по гелию. Общая пористость определялась методом ЯМР на естественно насыщенных образцах, образцах донасыщенных керосином и с насыщением моделью пластовой воды после экстракции и сушки.

Результаты исследований показали, что значения коэффициента пористости сильно зависят от способа её определения. Распределения пористости, полученные на экстрагированных образцах по гелию, керосину и воде, а также на естественнонасыщенных образцах методом ЯМР с донасыщением керосином, сильно различаются (Рис. 1.28). Основной причиной расхождений результатов лабораторных исследований пористости являются литологические особенности изучаемых пород, а именно: наличие глин, интенсивно набухающих при контакте с водой (монтмориллонит); наличие микропор, трудно заполняемых керосином; наличие изолированных пор.

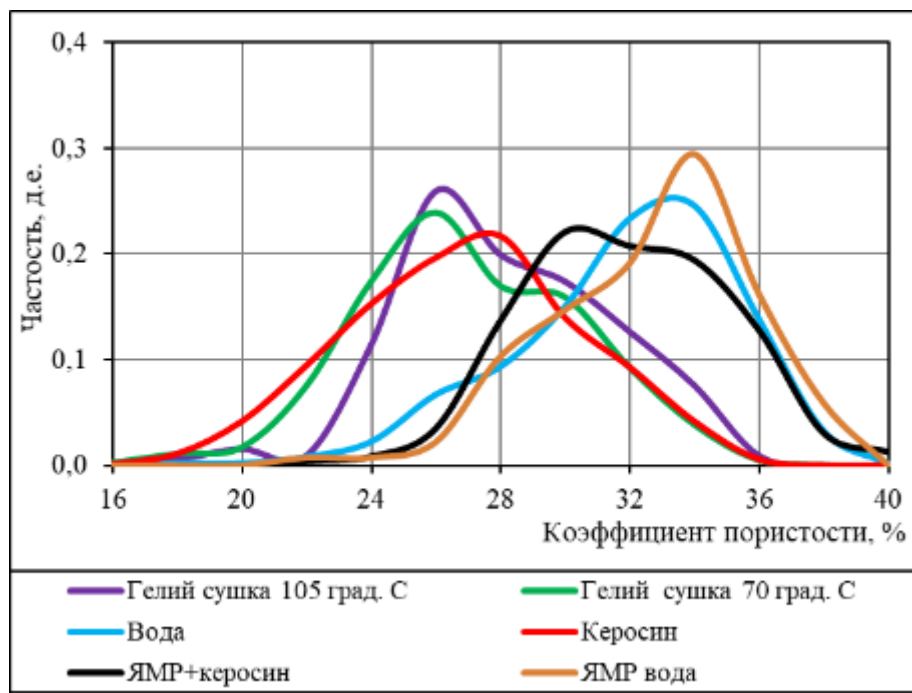
Наиболее достоверные результаты определения общей пористости получаются при выполнении исследований методом ЯМР с донасыщением образцов керосином, которые позволяют провести измерения на образцах с сохранённой структурой глин и сохранённым насыщением пор водой.

Насыщение моделью пластовой воды образцов пород с наличием водонабухающих глин приводит к увеличению пористости относительно замеров по газу и керосину. Этот эффект ярко виден при сравнении распределений, построенных для образцов всех пород горизонта НБ и для образцов только пласта НБ₁ (Рис. 1.28 а, б). Видно, что для случая всех пород модальное значение коэффициента пористости составляет 34%, а для пласта НБ₁ – только 30%.

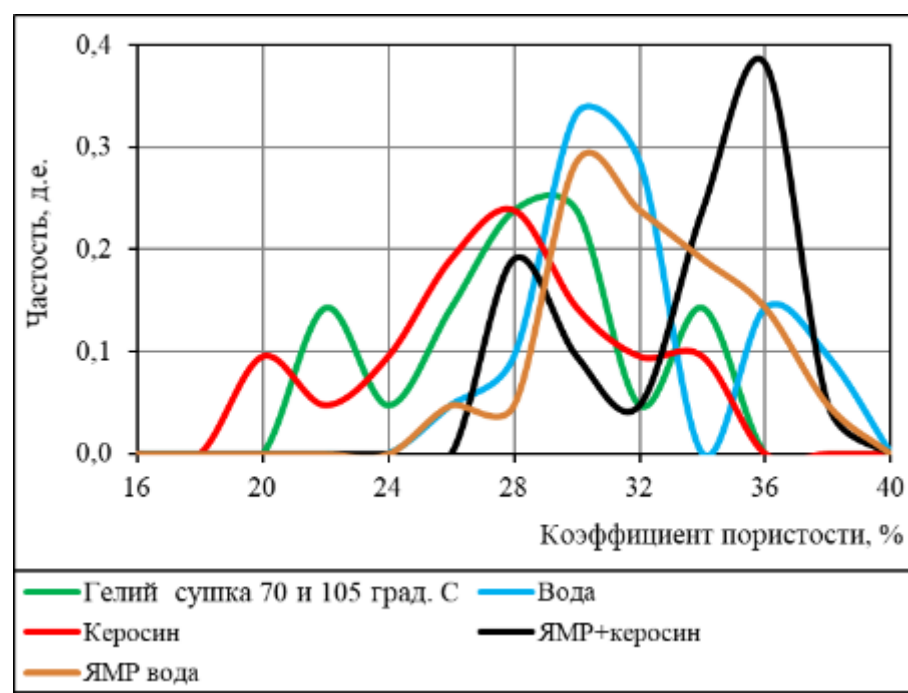
Это объясняется тем, что породы пласта НБ₁ содержат в разы (от двух до пяти раз) меньше набухающих глин, особенно, монтмориллонита, чем остальные породы горизонта НБ (Табл. 1.2). Понятно, что увеличение пористости в опытах с водой связано, именно, с эффектом разбухания образцов.

При нагнетании в образцы гелия на установках с кернодержателем происходит уменьшение порового пространства за счёт влияния эффективного давления. Наиболее сильно это сказывается для пород с повышенной долей глин. Из рисунка (Рис. 1.28а) видно, что модальное значение для более глинистых пород составляет 26%, в то время как для менее глинистых пород пласта НБ₁ – 29% (Рис. 1.28б).

При определении открытой пористости по ГОСТ 26450.1-85 с насыщением образцов керосином модальное значение распределения одинаково как для пород с повышенным содержанием глин, так и для пород пласта НБ₁, и составляет 28% (Рис. 1.28 а, б). Необходимо отметить, что это значение находится между модальными значениями распределения открытой пористости, определяемой по гелию (26% и 29%). Получается, что при насыщении гелием силицитов с повышенным содержанием глин пористость занижается по отношению к определениям по керосину, а для силицитов с пониженным содержанием глин, наоборот, занижаются определения по керосину, по отношению к определениям по гелию. При этом, для пород пласта НБ₁ это расхождение минимально - около 1%.



а) все породы горизонта НБ



б) породы пласта НБ₁

Рисунок 1.28 Распределение коэффициента пористости пород горизонта НБ

Таким образом, для силицитов нижеберёзовской подсвиты наиболее близкие результаты в оценке открытой пористости получаются при насыщении образцов керосином или гелием.

Надёжным способом определения общей пористости (для коллекторов газовых залежей) является определение с помощью метода ЯМР на образцах с сохранённым насыщением и донасыщенных керосином. Донасыщение здесь требуется в связи с тем, что при подъёме керна на поверхность, большая доля свободного газа покидает породу. Из рисунка (Рис. 1.28а) видно, что при насыщении моделью пластовой воды образцов пород с наличием водонабухающих глин приводит к значительному увеличению пористости, по сравнению с определениями с донасыщением керосином, с модальными значениями 34% и 30%, соответственно. Для силицитов с низким содержанием глин пласта НБ₁, наоборот, модальное значение по воде меньше, чем для Кп_{ЯМР+керосин}. Обращает внимание тот факт, что распределение Кп_{ЯМР+керосин} носит лево асимметричный характер. Особенно, ярко это проявляется на распределении для пласта НБ₁. Здесь появляется отдельное модальное значение, чего нет на распределении для всего горизонта. Это, видимо, объясняется повышенным содержанием крупных (порядка сотен микрон) изолированных пустот, связанных с форменными элементами (трубки губок, раковины радиолярий), которые имеют лучшую сохранность в ОКТ-кварцевых разностях, чем в чисто кварцевых разностях силицитов.

Из рисунка (Рис. 1.28а) видно, что общая пористость силицитов отложений коньяк-кампанского возраста, в среднем, на 2-3% выше, чем открытая пористость. Для пласта НБ₁ эта разница ещё больше – до 5%.

1.5.2 Определение коэффициента газонасыщенности

Определение коэффициента газонасыщенности и определение эффективной газонасыщенной пористости, занятой газом, производится по формулам:

$$K_g = 1 - K_{во}, \quad (1.1)$$

$$K_{пэф_г} = K_{п \bullet} (1 - K_{в}) \quad (1.2)$$

Поскольку моделирование остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) в коллекторах нижеберёзовской подсвиты косвенными методами (центрифугирование, полупроницаемая мембрана в АУ и ТБУ) даёт неудовлетворительные результаты по причине деструктивного воздействия набухания монтмориллонита после насыщения образцов моделью пластовой воды, а также разрушения образцов при центрифугировании, то на текущий момент наиболее достоверные оценки остаточной водонасыщенности можно получить по результатам прямых измерений на образцах керна, отобранного на РНО (РУО) или РВО по «изолированной» технологии.

Определение сохранённой водонасыщенности образцов ($K_{в}$) выполнялось на аппаратах Закса (Дина-Старка) согласно аттестованных методик [31].

В скважинах, отобранных на РУО и РВО по «изолированной» технологии, образцы парафинировались на буровой в соответствии с требованиями «Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна», НПП «СибБурМаш» (согласованное ФБУ «ГКЗ» 12.11.1999г.). Перед исследованием высверливался цилиндрический образец длиной 3 см и диаметром 3 см. Отбор вёлся из срединной части куска керна. Высверленный образец герметизировался и доставлялся в лабораторию на исследование. В лаборатории распакованный образец взвешивался и помещался в аппарат Закса, где происходило определение содержания в нём воды.

Важным моментом является время отгонки воды. Установлено, что для образцов размером 30*30 мм достаточно 24 часов, для образцов увеличенного размера время отгонки должно устанавливаться опытным путём.

На рисунке (Рис. 1.29) приведены графики изменения K_v и $K_{пэф_г}$ по разрезу скважины № 5С Медвежьего месторождения. Видно, что пласты НБ₄, НБ₃, НБ₂, НБ₁ характеризуются различной природной водонасыщенностью (Рис. 1.29а).

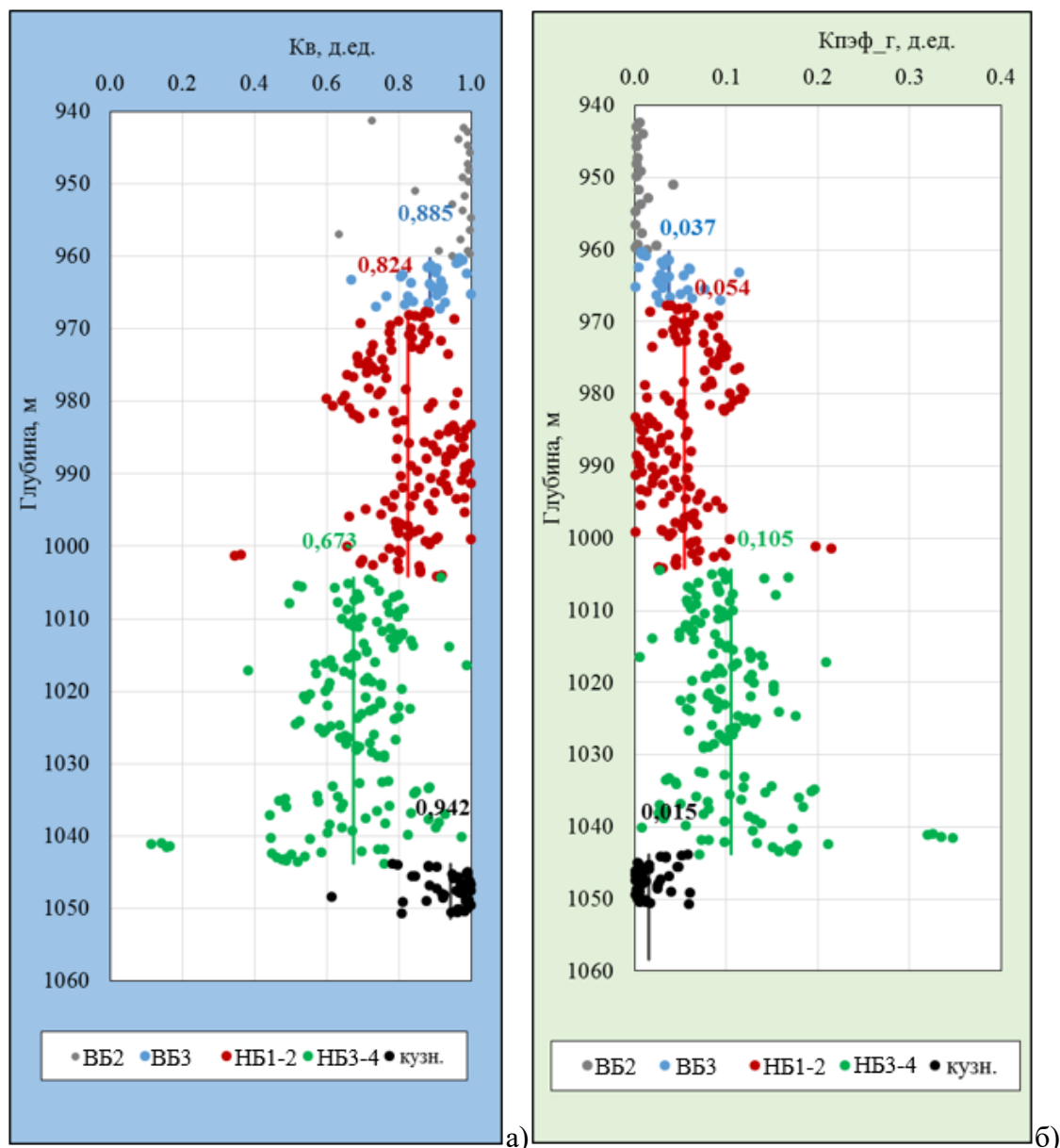


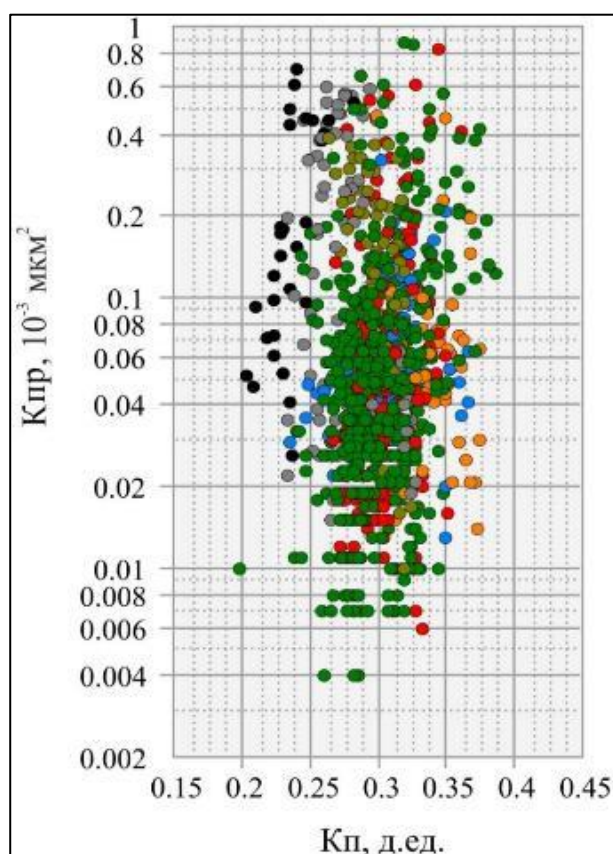
Рисунок 1.29 Изменения природной водонасыщенности (а) и эффективной газонасыщенной пористости (б) по разрезу скважины № 5С Медвежьего месторождения

Для ОКТ-кварцевых разностей она существенно выше, чем для глино-кварцевых силицитов. При этом, и в пределах ОКТ-кварцевых разностей тоже видна яркая дифференциация по K_v . А именно, в пласте НБ₂, где содержание глинистых минералов существенно больше, чем в пласте НБ₁ (Табл. 1.2), и водонасыщенность пород больше. Обращает внимание, что в пласте НБ₄, кварцевая составляющая в котором самая высокая (71,2%, Табл. 1.2), отмечаются образцы, природная водонасыщенность которых близка к водонасыщенности традиционных гранулярных коллекторов (K_v около 0,2 доли ед.).

И это не случайно, а предопределяется тем, что с увеличением доли кварца в породе увеличивается и объём макро- и капиллярных пор (Рис. 1.27а), которые определяют высокую эффективную газонасыщенную пористость (Рис. 1.29б).

1.5.3 Определение проницаемости

Определения проницаемости пород горизонта НБ на экстрагированных стандартных образцах размером 30х30 мм показали, что коэффициент абсолютной проницаемости ($K_{пр}$) очень низкий как в глино-ОКТ-кварцевых силицитах, так и в глино-кварцевых разностях, изменяется в пределах от $0,001 \cdot 10^{-3}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (Рис. 1.30). Видно также, что отсутствует связь проницаемости с открытой пористостью как для всего горизонта НБ, так и для отдельных пластов.



Шифр пластов: ● - ВБ₂, ● - ВБ₃, ● - НБ₁, ● - НБ₂, ● - НБ₃₋₄, ● - кузнецовская свита

Рис. 1.30 Сопоставление коэффициентов проницаемости и открытой пористости изучаемых пород

2. ОПЫТ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПЫТАНИЮ ПЛАСТОВ БЕРЁЗОВСКОЙ СВИТЫ В СКВАЖИНАХ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ФОНДА И НОВОГО БУРЕНИЯ

2.1. История вопроса

Продуктивность пластов берёзовской свиты доказана на ряде структур Западно-Сибирского бассейна. Единичные испытания потенциально продуктивных интервалов проводились ещё на этапе разведки месторождений в восьмидесятые-девяностые годы XX века. При бурении поисково-разведочных скважин фиксировались газопроявления на Медвежьем месторождении, получены притоки газа на Губкинском, Комсомольском и Ван-Еганском месторождениях, дебит газа составлял до 20 тыс. м³/сут (по данным публикаций). Позднее и на других месторождениях Западной Сибири фиксировались газопроявления, при испытании получали притоки газа дебитом на уровне первых единиц тыс. м³/сут.

Заинтересованность нефтегазодобывающих компаний в потенциале отложений коньяк-кампанского возраста возникла уже после 2000 года, в связи с истощением активно разрабатываемого традиционного сеноманского газа. Испытания берёзовской свиты проведены более чем на десяти месторождениях в скважинах нового бурения и «старого» существующего фонда. Промышленные притоки сухого газа получены на Медвежьем и Харампурском месторождениях. Запасы газа поставлены на государственный баланс.

2.2. Результаты испытаний в горизонтальных скважинах нового бурения

Испытания пластов нижеберёзовской подсвиты в горизонтальных скважинах нового бурения выполнены на Медвежьем месторождении. В период 2014 - 2019 гг. для этих целей были пробурены горизонтальные скважины №№ 3С, 4С, 5С, 6С.

Скважина № 4С – единственная из них, по которой запасы газа в залежи нижеберёзовской подсвиты поставлены на Государственный баланс по категории В₁.

Горизонтальный ствол вскрыл отложения нижеберёзовской подсвиты в интервале глубин (по стволу) 582,4 - 1808,0 м. Для стимуляции притока выполнен 5-стадийный ГРП. Работа скважины характеризовалась нестабильным снижающимся дебитом газа - за 83 суток дебит снизился со 174,4 до 54,4 тыс. м³/сут (Рис. 2.1). Периодически скважина работала через сепаратор. Дебит технологической жидкости изменялся от 30,2 м³/сут до 0,2 м³/сут. Накопленный объём отобранной жидкости составил 620,5 м³.

Основной приток в скважину получен из порта № 2, интервал 1496,4 - 1497,6 м (Табл. 2.1). Интервал характеризуется рядом особенностей: во-первых, повышенными показаниями газового каротажа; во-вторых, в плане порт расположен на участке пересечения горизонтального ствола трещинной зоны (возможная граница полигональных блоков), выявленной по материалам 3D сейсмоки; в-третьих, по разрезу порт приурочен к интервалу с минимальным выносом керна.

Слабая работа портов № 3, 4, 5 объясняется тем, что они приурочены к интервалу пластов НБ₁ и НБ₂, породы которых характеризуются повышенным содержанием мезопор, в которых, возможно, газ находится не в свободном состоянии, а в виде газовых гидратов.

Скважина № 3С горизонтальным стволом вскрыла отложения нижеберёзовской подсвиты в интервале (по стволу) 700,0 - 1704,4 м. Испытания проведены со стимуляцией притока 5-стадийным ГРП. Работа скважины характеризовалась плавным снижением дебита газа - за 69 суток дебит газа снизился с 91,9 до 38,0 тыс. м³/сут (Рис. 2.1).

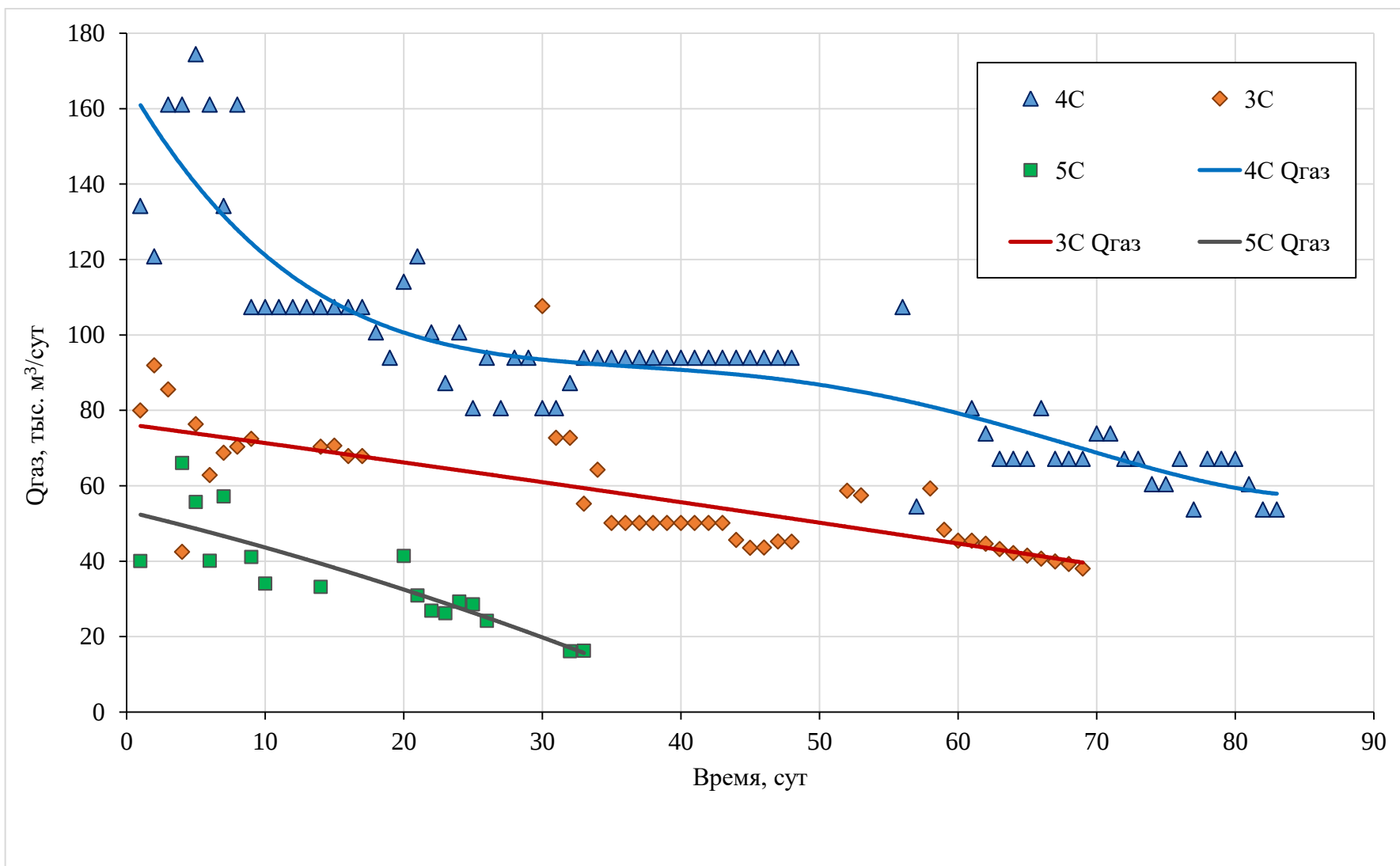


Рисунок 2.1 Изменение дебитов газа в скважинах №№ 3С, 4С, 5С Медвежьего месторождения в процессе освоения

Таблица 2.1

Характеристика работающих интервалов в скважине № 4С Медвежьего месторождения

Глубина портов (клапанов), м	Работающие интервалы	Характеристика работающих интервалов
5) 1199,9-1201,1	1164,1-1213,1	Слабо работает газожидкостной смесью. Представлен газонасыщенными коллекторами с низкими ФЕС. ($K_p=0.37-0.41\%$).
4) 1317,6-1318,8	1284,7-1346,5	Работает газожидкостной смесью Представлен газонасыщенными коллекторами с низкими ФЕС. ($K_p=0.36-0.42\%$).
3) 1436,8-1438,0	1425,0-1440,8	Слабо работает газожидкостной смесью. Представлен газонасыщенными коллекторами. ($K_p=0.33\%$).
2) 1496,4-1497,6	1469,3-1540,0	Интенсивно газом Представлен газонасыщенными коллекторами ($K_p=0.33-0.37\%$).
1) 1691,8-1693,0	1650,8-1668,0	Работает газом с барботажем через осадок повышенной плотности. Представлен газонасыщенными коллекторами ($K_p=0.32$).
	1668,0-1707,0	Слабо работает газом с барботажем через осадок повышенной плотности. Представлен газонасыщенными коллекторами ($K_p=0.33-0.37\%$).

Таблица 2.2

Характеристика работающих интервалов в скважине № 3С Медвежьего месторождения

Глубина циркуляционных клапанов, м	Работающие интервалы				Характеристика коллекторов по ГИС	Характеристика интервалов по ПГИ	
	02-09.06.2016		13-16.01.2017			02-09.06.2016	13-16.01.2017
	d=15,9 мм	d=17,5 мм	d=15,9 мм	d=17,5 мм			
5) 1080,4-1082,2	1079,3-1080,7		1079,4-1080,7		Коллектор УЭС=7,6 Омм, Кп=33,6%, насыщение газ	Слабая работа газом через циркуляционный клапан	Слабая работа газом через циркуляционный клапан
4) 1198,5-1200,3	1186,1-1210,0		1196,8-1198,6		Коллектор УЭС=6,7 Омм, Кп=28,0%, насыщение газ	Слабая работа газом через циркуляционный клапан	По СТИ отмечается слабая работа газом через циркуляционный клапан
3) 1328,6-1330,4	-	-	1327,3-1332,3		Работа через циркуляционный клапан не отмечается	Работа через циркуляционный клапан не отмечается	Слабая работа газом через циркуляционный клапан
2) 1480,4-1482,2	-	-	1481,2-1483,0		Работа через циркуляционный клапан не отмечается	Работа через циркуляционный клапан не отмечается	По СТИ отмечается слабая работа газом через циркуляционный клапан
1) 1575,9-1577,8	1522,0- 1598,8	1522,4- 1599,8	1572,3-1579,9		Интенсивная работа газом через циркуляционный клапан	Интенсивная работа газом через циркуляционный клапан	Интенсивная работа газом через циркуляционный клапан

Дебит технической жидкости изменялся от 90,0 до 0,2 м³/сут. Ствол скважины был оснащён циркуляционными клапанами. Наиболее интенсивный приток газа получен в интервале 1572,3 - 1579,9 м (Табл. 2.2).

Скважина № 5С – испытания скважины прекращены по техническим причинам.

2.3. Результаты испытаний в наклонно-направленных скважинах

Испытания пластов берёзовской свиты в наклонно-направленных скважинах нового бурения и расконсервированного фонда выполнены на месторождениях - Медвежье, Харампурское, Ново-Часельское, Ван-Еганское, Верхнеколик-Еганское, Вынгапуровское, Береговое, Самотлорское, Хадыряхинское. Наиболее значимые результаты, с точки зрения промышленного притока газа, получены на Медвежьем и Харампурском месторождениях.

На Медвежьем месторождении испытания горизонта НБ проводились в семи скважинах с вертикальным стволом, а именно, во вновь пробуренных скважинах №№ 1С и 2С и в расконсервированных скважинах старого фонда №№ 13, 14, 18, 53, 60. Результаты испытаний приведены в таблице (Табл. 2.3).

Таблица 2.3

Результаты испытаний в наклонно-направленных скважинах Медвежьего месторождения

№ п/п	№ скважины	Интервал испытания, м / пласт	Дебит газа, тыс. м ³ /сут		Диаметр диафрагмы, мм
			до ГРП	после ГРП	
1	13	970 – 1022/ВБ ₃ -НБ ₁₋₂	0,6	11,9	10
2	14	918 – 1004 /ВБ ₃ -НБ ₁₋₄	1,5	7,4	10
3	18	953 – 1007 / ВБ ₃ -НБ ₁₋₄	2,9	37,2	10
4	53	950,0 – 1000,0 / НБ ₁₋₄	1,2	5,3	6
5	60	950,0 – 1006,0/ НБ ₃₋₄	0,2	3,3	2
6	1С	992,0 – 1055,0 / НБ ₃₋₄	2,1	16,2	12
7	2С	1013,0 -1047,3 / НБ ₃₋₄	1,0	13,1	12

Видно, что в скважинах старого фонда №№ 13, 14, 18, 53 и 60 после проведения ГРП получены дебиты того же порядка, что и во вновь пробуренных наклонно-направленных скважинах №№ 1С и 2С. Максимальный дебит газа 37,2 тыс. м³/сут на 10 мм диафрагме получен в скважине № 18.

По данным промыслово-геофизических исследований (ПГИС), работающие интервалы зафиксированы по всей толщине нижнеберёзовской подсвиты с различной интенсивностью. Так, максимальная интенсивность притока в верхней части разреза (пласты НБ₁ и НБ₂) отмечена в скважинах №№ 13, 14 (в скважине № 13 интервал 970,0 - 976,3 м, в скважине № 14 интервал 916,5 - 934,0 м). Повышенная интенсивность притока в средней части разреза (интервал 968,0 - 973,0 м, пласт НБ₃) зафиксирована в скважине № 18. Интенсивная работа нижней части разреза (пласты НБ₃ и НБ₄) отмечена в скважинах №№ 53, 1С и 2С (в скважине № 53 интервал 992,0 - 1000,0 м, в скважине № 1С интервал 1047,0 - 1050,0 м пласта НБ₄, в скважине № 2С интервалы пластов НБ₃ и НБ₄).

Таким образом, по результатам испытания на Медвежьем месторождении доказана продуктивность всей толщи нижнеберёзовской подсвиты от кровли до подошвы. Входные дебиты в новых горизонтальных скважинах с МГРП составили от 66 до 174 тыс. м³/сут, в наклонно-направленных скважинах с ГРП от 3 до 37 тыс. м³/сут.

На Харампурском месторождении испытания пластов берёзовской свиты проведены в 13 скважинах расконсервированного фонда, в т.ч. в восьми скважинах с проведением гидроразрыва пласта (Табл. 2.4).

Таблица 2.4

Результаты испытаний в наклонно-направленных скважинах Харампурского месторождения

№ п/п	№ скважины	Интервал испытания / пласт	Дебит газа, тыс. м ³ /сут		Диаметр диафрагмы, мм
			до ГРП	после ГРП	
1	293	982-992 / НБ ₁	3,4	62,5	8
2	825	1011-1027 / НБ ₁	23,1	88,3	10
3	281	947-959 / НБ ₁	«сухо»	5,12	4
4	629	1055-1070 / НБ ₁	«сухо»	0,56 с водой	2
5	877	991-1002 / НБ ₁	2,45	23,6	12
6	362Р	982-993 / НБ ₁	2,25	30,5	16
7	129	990-1003 / НБ ₁	0,42	20,0	12
		900-909 / ВБ ₁	23,0	81,8	20
8	294	888-897 / ВБ ₁	49,7	90,0	22
9	497	1041-1051 / ВБ ₁	40,9	не проводился	9

На основании результатов испытаний отмечается преимущественно низкая продуктивность скважин, дебит газа до 3,4 тыс. м³/сут. При этом, в одной скважине № 825 до ГРП получен промышленный приток 23,1 тыс. м³/сут. Полученный результат напрямую связан с геологической особенностью пласта НБ₁ - с наличием или отсутствием зон естественной трещиноватости породы, которая в процессе изучения объекта определяется по данным сейсмических наблюдений (тектонические нарушения), специальных методов ГИС (микроимиджеры) и керна (изучение шлифов).

Продуктивность скважин, испытанных на пласт ВБ₁ без ГРП, значительно выше - дебит газа составляет до 49,7 тыс. м³/сут, что объясняется терригенным составом пород.

Проведение ГРП на пласт способствует значительному увеличению продуктивности - кратность составила от 3,8 до 47 раз. Объем проппанта варьировал от 40 до 100 т. Практически во всех скважинах после ГРП получен промышленный дебит газа. Низкий результат в скважинах № 629 и № 281 объясняется пониженными ФЕС участка пласта НБ₁ и отсутствием трещиноватости. В скважине № 629 получен слабый приток газа с жидкостью. По лабораторным исследованиям глубинных проб (с глубины 1060 м) установлена принадлежность поступающей из пласта жидкости к пластовой воде хлорид-кальциевого типа минерализацией 8 г/л. На основании полученных результатов выполнено обоснование уровня газо-водяного контакта залежи.

Согласно данным специальных методов ГИС и исследований керна, верхнеберёзовская подсвита характеризуется значительно меньшей интенсивностью тектонических трещин, чем нижнеберёзовская.

По данным ПГИС, в испытанных скважинах зафиксирована работа всей толщи пласта с разной интенсивностью. Наибольшая интенсивность отмечается в интервалах повышенного содержания опала (по ГИС) для пласта НБ₁ и в средне-кровельной части пласта ВБ₁. Заколонные перетоки и негерметичности эксплуатационных колонн не отмечены.

В процессе газодинамических исследований пласта НБ₁ на разных штуцерах устойчивого притока ни в одной скважине не получено. Установлена проницаемость пласта, составляющая в большинстве скважин от 0,008 до $0,292 \cdot 10^{-3}$ мкм². В скважине № 825 с промышленным дебитом до ГРП проницаемость составила $2,25 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По данным исследований пласта ВБ₁, практически во всех испытанных скважинах отмечался выход на радиальный режим уже от 10 до 39 часов записи КВД. Проницаемость пласта составила от 1,38 до $3,03 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Испытания берёзовской свиты на Харампурском месторождении подтвердили промышленную продуктивность пластов НБ₁ и ВБ₁. Входные дебиты в наклонно-направленных скважинах с ГРП составили от 0,5 до 90 тыс.м³/сут.

Таким образом, на основании результатов испытаний на Медвежьем и Харампурском месторождениях, проектирование разработки пластов берёзовской свиты необходимо планировать системой горизонтальных скважин с проведением ГРП в режиме истощения пластовой энергии.

2.4. Термобарические условия

На Медвежьем месторождении, как видно из таблицы (Таб. 2.3), наиболее высокие дебиты из вертикальных стволов были получены во вновь пробуренных скважинах №№ 1С, 2С и в скважине старого сеноманского фонда № 18, поэтому анализ термобарических условий проводки скважин целесообразно рассмотреть на примере этих скважин.

По результатам испытания скважины № 1С пластовое давление, определённое по результатам записи КВД, на глубине 1010,0 м, составляет 10,8 МПа (110,2 атм), а по скважине № 2С на глубине 1030, м - 10,5 МПа (107,1 атм). Таким образом, коэффициент аномальности пластового давления по данным этих скважин составляет 1,09 и 1,04, соответственно. По скважине № 18 коэффициент аномальности пластового давления оказался равным 1,00.

Рассмотрим результаты замеров пластовых давлений и температур в скважине № 4С с горизонтальным стволом. В пилотном стволе этой скважины было проведено испытание пластов с применением многократного испытателя пластов на кабеле МФТ. Целями исследования были точечные замеры пластового давления на различных глубинах для построения профиля пластового давления, а также построение профиля эффективной проницаемости (подвижности флюида). Всего в интервале исследования от 970,5 до 1060,0 м было выполнено 30 замеров пластового давления, два из которых в проницаемых пропластках, восемь в низкопроницаемых и 20 сухих тестов, т.е. качественными были только два замера. Пластовое давление пласта нижеберезовской подсвиты определено лишь на одной глубине (1047,9 м) и составило 121,6 атм (11,92 МПа). Второе определение пластового давления по МФТ относится к кузнецовской свите на глубине 1060,0 м и составляет 128,17 атм (12,57 МПа). Коэффициент аномальности пластового давления в этих точках составил 1,15 и 1,21, соответственно.

Таким образом, определения пластового давления по МФТ указывают на то, что оценки пластового давления по результатам записи КВД при испытаниях в колонне скважин №№ 1С и 2С (10,8 МПа и 10,5 МПа, соответственно) являются заниженным. Из этого следует, что коэффициент аномальности пластового давления составляет не 1,1, как это определялось по данным скважин №№ 1С и 2С, а превышает 1,2.

Замеры температуры в скважине № 1С на забое (глубина 1023 м) в разные даты при стандартных газодинамических исследованиях изменялись от 27,5°С до 28,6°С. Замеры температуры в скважине № 2С на забое (глубина 1030 м) в разные даты при стандартных газодинамических исследованиях изменялись от 27,6°С до 28,1°С.

В пилотном стволе скважины № 4С расширенный комплекс ГИС на кабеле проводился в интервале глубин от 530,0 до 1080,0 м при температуре 29°С, в горизонтальном стволе - в интервале глубин от 1136,0 до 1800,0 м при температуре от 29 до 31°С. Здесь важно отметить, что скважина № 4С бурилась в зимнее время и буровой раствор подогревался до 40 °С, что привело повышению температуры в стволе скважины, по сравнению со скважинами №№ 1С и 2С.

При анализе фондового материала по Медвежьему месторождению не удалось найти информацию о проведении каких-либо специальных геотермических исследований в интервале берёзовской свиты.

На Харампурском месторождении замеры пластового давления и температуры проводились как в скважинах нового наблюдательного фонда в открытом стволе, так и в скважинах расконсервированного фонда в период испытания пластов берёзовской свиты.

Так, согласно результатам гидродинамического каротажа аппаратурой фирмы Шлюмберже (ХРТ), выполненным в наблюдательных скважинах, замеры пластового давления в скважине № 106Н указывают на наличие незначительного АВПД - до 1,13 (Рис. 2.2). В скважинах №№ 109Н и 2073Н, к сожалению, прямые замеры пластового давления в пластах берёзовской свиты некондиционные.

Однако, анализ буровых событий по скважинам №106Н и №2073Н показал наличие газопроявлений в интервале пластов нижеберёзовской подсвиты при весе бурового раствора 1,13 г/см³, что также подтверждает прогнозное значение АВПД. В подошве пласта Т градиент порового давления снижается до 1,08 г/см³, ближе к кровле ПК₁ – до 0,98г/см³, достоверность замеров удовлетворительная.

Замеры пластового давления и температуры в испытанных скважинах расконсервированного фонда Харампурского месторождения выполнены в процессе записи длительных конечных КВД (длительность от 200 до 490 ч).

Согласно данным, для пласта НБ₁ среднее пластовое давление на глубине абсолютных отметок от 880 до 915 м составило 11,06 МПа, изменяясь в диапазоне от 10,7 до 11,4 МПа; средняя пластовая температура составила 24,2⁰С, изменяясь в диапазоне от 23,9 до 24,7⁰С. Для пласта ВБ₁ среднее пластовое давление на глубине абсолютных отметок от 790 до 800 м составило 9,66 МПа, изменяясь в диапазоне от 9,6 до 9,77 МПа; средняя пластовая температура составила 17,1⁰С, изменяясь в диапазоне от 16,2 до 17,7⁰С.

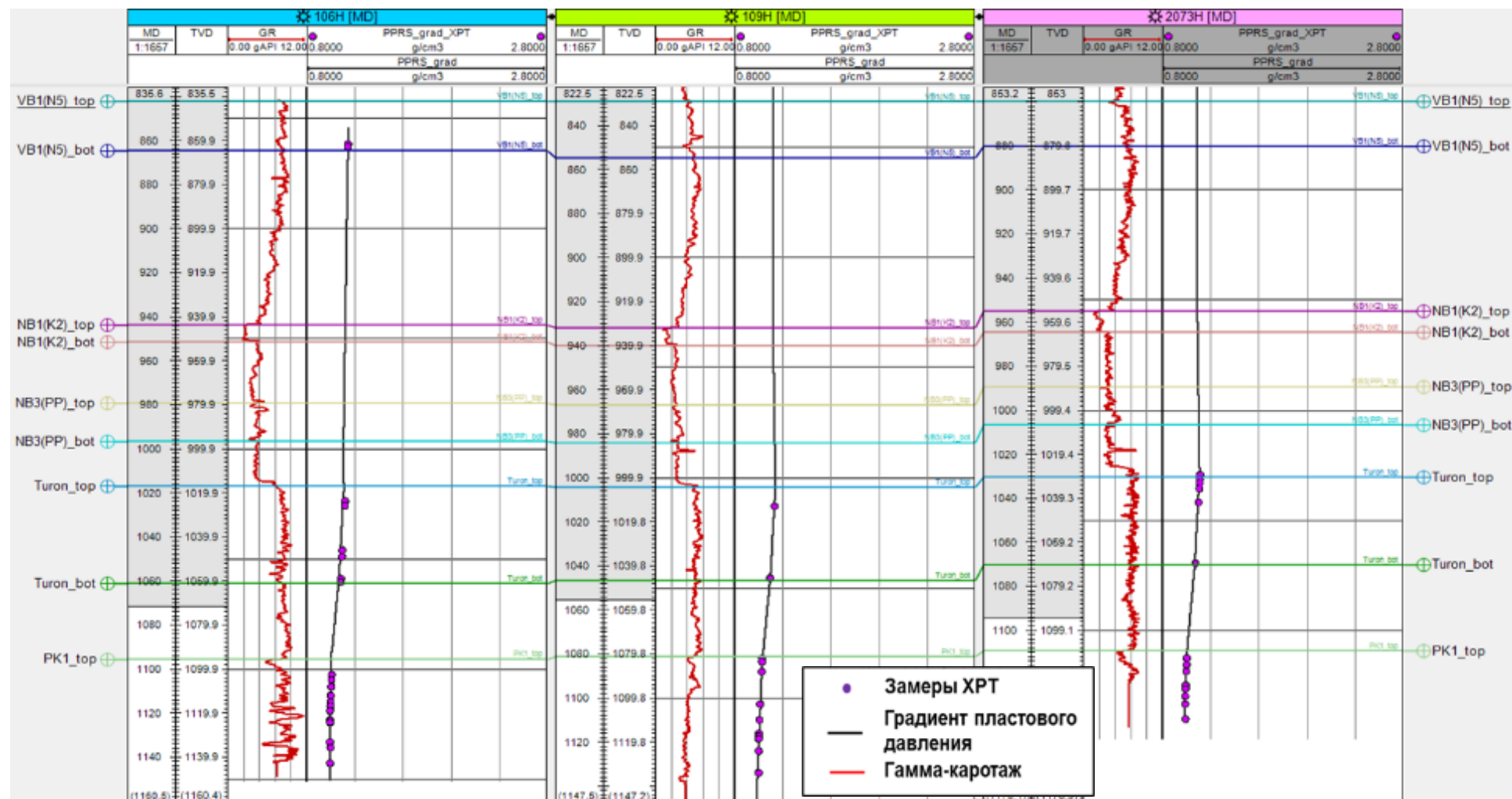
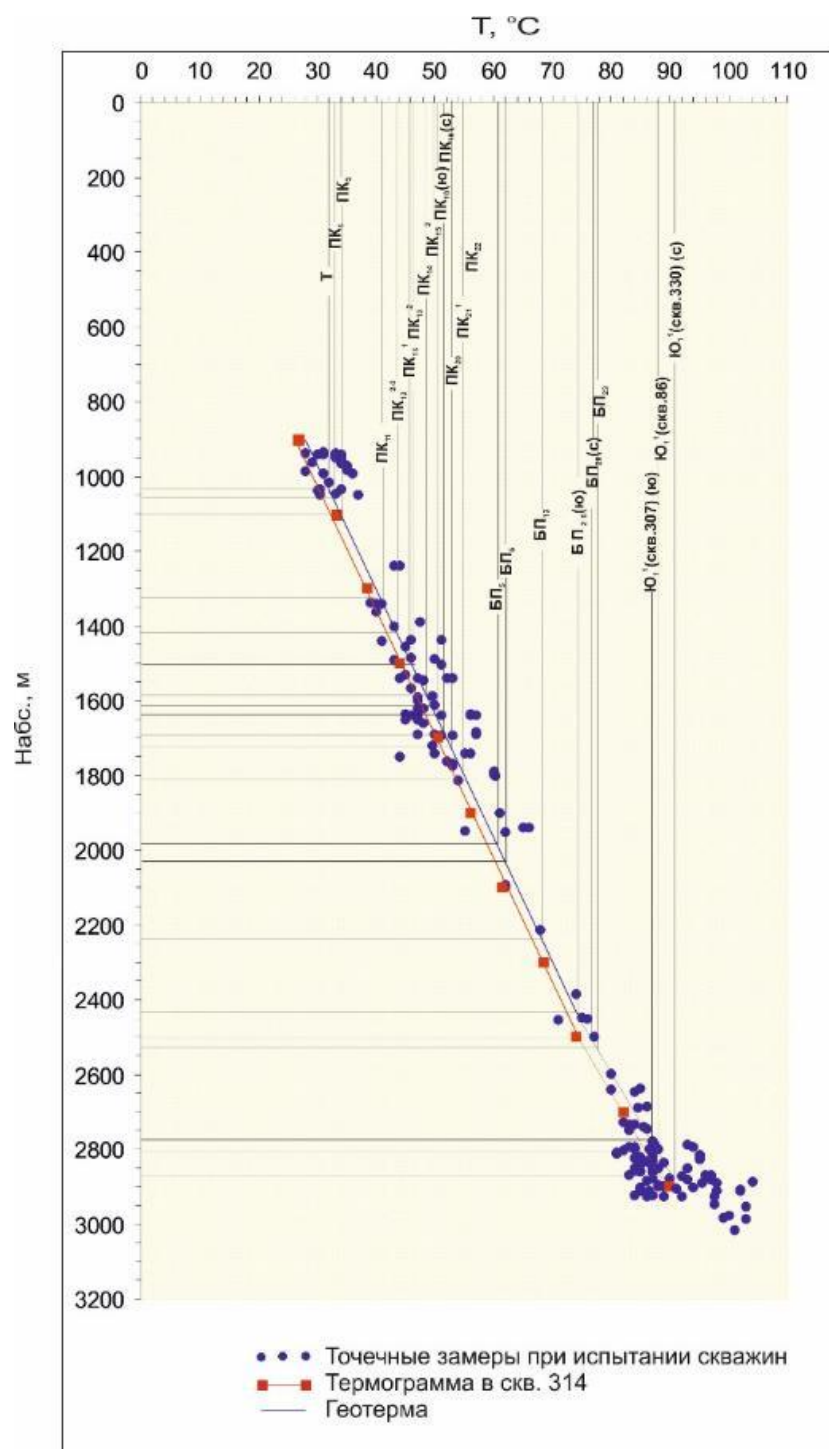


Рисунок 2.2 Результаты ХРТ в наблюдательных скважинах Харампурского месторождения

Изучение геотермических условий недр Харампурского месторождения осуществлялось и на этапе геолого-разведочных работ (Рис. 2.3).



2.5. Свойства газа

В процессе испытания поисково-оценочных скважин №№ 1С, 2С, 4С, 5С и 6С, а также расконсервированных скважин №№ 13, 14, 18 и 60 Медвежьего месторождения было отобрано 39 проб газа: четыре пробы устьевого газа (в том числе газа отобранного с ГФУ), 31 проба газа сепарации и четыре глубинные пробы газа (Табл. 2.5). Глубинные пробы газа отбирались в открытом стволе испытателем пластов RES сотрудниками ООО «Везерфорд».

Исследования проб из скважины № 1С выполнялись в лаборатории хроматографического анализа ЗАО «НПЦ Геохимия» (г. Москва). Хроматографический анализ трёх проб выполнен на хроматографе Цвет-Аналитик.

Таблица 2.5

Освещённость горизонта НБ пробами пластовых флюидов на Медвежьем месторождении

Пласт	ГКИ			Пробы					П _{С5+в}	КИК
				Газа				Конденсата		
	Оце- ночные	Лабораторные		У	ГС	ОПК	Р			
		всего	качествен- ные							
всего/ качественных										
НБ	-	-	-	4/4	31/24	4/2	-	-	-	-
Примечание: У – устьевой газ; ГС – газ сепарации; Р – пробы водорастворенного газа; ОПК – глубинные пробы газа, отобранные с применением испытателя пластов на каротажном кабеле (MDT)										

По результатам анализов установлено, что в пробах газа преобладает метан, концентрации которого варьируют от 95,2 об% до 97,1 об%, составляя в среднем 96,4 об%. Остальные компоненты присутствуют в подчинённом количестве: концентрации этана – до 0,08 об%, пропана – до 0,002 об% и т.д. Концентрации тяжелых УВ С5-С6 составляют от 0,0004 об% до 0,0357 об%.

Пробы газа, отобранные при испытании скважины № 2С, исследовались в лаборатории хроматографического анализа аккредитованного инженерно-технического центра филиала ООО «Газпром добыча Надым» (г. Надым). Пробы, отобранные из скважины № 2С, характеризуются повышенным содержанием азота (от 5,42% до 10,77 об%).

В скважинах №№ 4С, 5С и 6С исследование проб газа сепарации, отобранных после промысловых исследований через газосепаратор, проводилось в Тюменском региональном центре исследования пластовых систем ООО «Газпром проектирование». Хроматографический анализ проб выполнен на хроматографе «Кристалл-5000.2».

В процессе исследования скважин №№ 5С и 6С были отобраны глубинные пробы газа. Кроме того, из скважины № 5С были отобраны пробы газа с ГФУ и пробы газа с устья (с крана КВД на буфере фонтанной арматуры скважины).

В пробах газа этих скважин также преобладает метан до 99,34 об%, концентрации этана составляют до 0,22 об%, пропана – до 0,01 об%, содержание УВ С5+ – от 0,21 до 2,00 г/м³.

Таким образом, пластовый газ отложений коньяк-кампанского возраста относится к группе низкоазотных газов с содержанием азота менее 0,92 об%, по содержанию диоксида

углерода относится к категории низкоуглекислых (количество диоксида углерода здесь составляет 0,03 об%). Доля сухих газов в газе составляет 99,03 об%, содержание компонентов C5+ изменяется от 0,21 до 5,3 г/м³, относительная плотность газа 0,526.

На Харампурском месторождении отобрано 13 устьевых проб газа из пласта НБ₁ и две пробы из пласта ВБ₁. Исследования проводились в Центре исследования керна ООО «ТННЦ» с использованием хроматографа Agilent 7890. Согласно определениям компонентно-фракционного состава, газ пласта НБ₁ сухой, содержание метана 98,5%. Газ не содержит компонент Н₂S и Н₂, низкое содержание азота N₂ (1,3%) и диоксида углерода СО₂ (0,016%). Содержание компонент C5+ невысокое от 1,4 до 3,3 г/м³, относительная плотность газа 0,562.

2.6. Рекомендации по испытанию пластов берёзовской свиты

2.6.1 Испытание вертикальных скважин

Пласты коньяк-кампанских отложений рекомендуется испытывать в вертикальных стволах как вновь пробуренных скважин, так и скважин старого неработающего фонда (после расконсервации).

Для опробования газовых коллекторов отложений берёзовской свиты должны предъявляться повышенные требования в связи с уникальными свойствами и нетрадиционным типом объекта.

Технология опробования ориентирована на обсаженные колонной скважины и включает в себя основные этапы работ:

- подготовительные (уточнение интервала испытания, глушение скважины, перфорация объекта);
- освоение объекта;
- газодинамические исследования;
- интенсификация притока.

Ниже сформулированы основные требования для каждого этапа работ.

Определение коллекторов, уточнение интервала испытания.

Перед проведением испытаний, в скважине необходимо выполнить оценку технического состояния эксплуатационной колонны, определение качества цемента за колонной, определение газонасыщенных интервалов для выбора объекта испытания.

В качестве жидкости глушения при записи повторных ГИС могут быть использованы любые водные солевые растворы NaCl, CaCl₂, KCl (интервал берёзовской свиты не перфорирован). Для скважин «старого» фонда (пробурены более чем 10 лет назад), рекомендуемый комплекс ГИС должен включать: ОТСЭК, АКЦ, ГК, НК (либо временные замеры НКТ) или ИННК (Рис. 2.4).

На первых этапах разведки отложений берёзовской свиты можно комплексовать методы НК и ИННК для уверенного диагностирования газонасыщенных интервалов.

Важно - требуется качественная нормировка метода НК на чисто водоносный коллектор для возможности выявления интервалов расформирования зоны проникновения (ЗП) и подхода газа к стенке скважины (в зону исследования НК).

Геологические условия берёзовской свиты неблагоприятны для ИННК (низкая минерализация пластовой воды), но на качественном уровне газонасыщенные интервалы выделяются по приращению показаний большого зонда ИННК над малым.

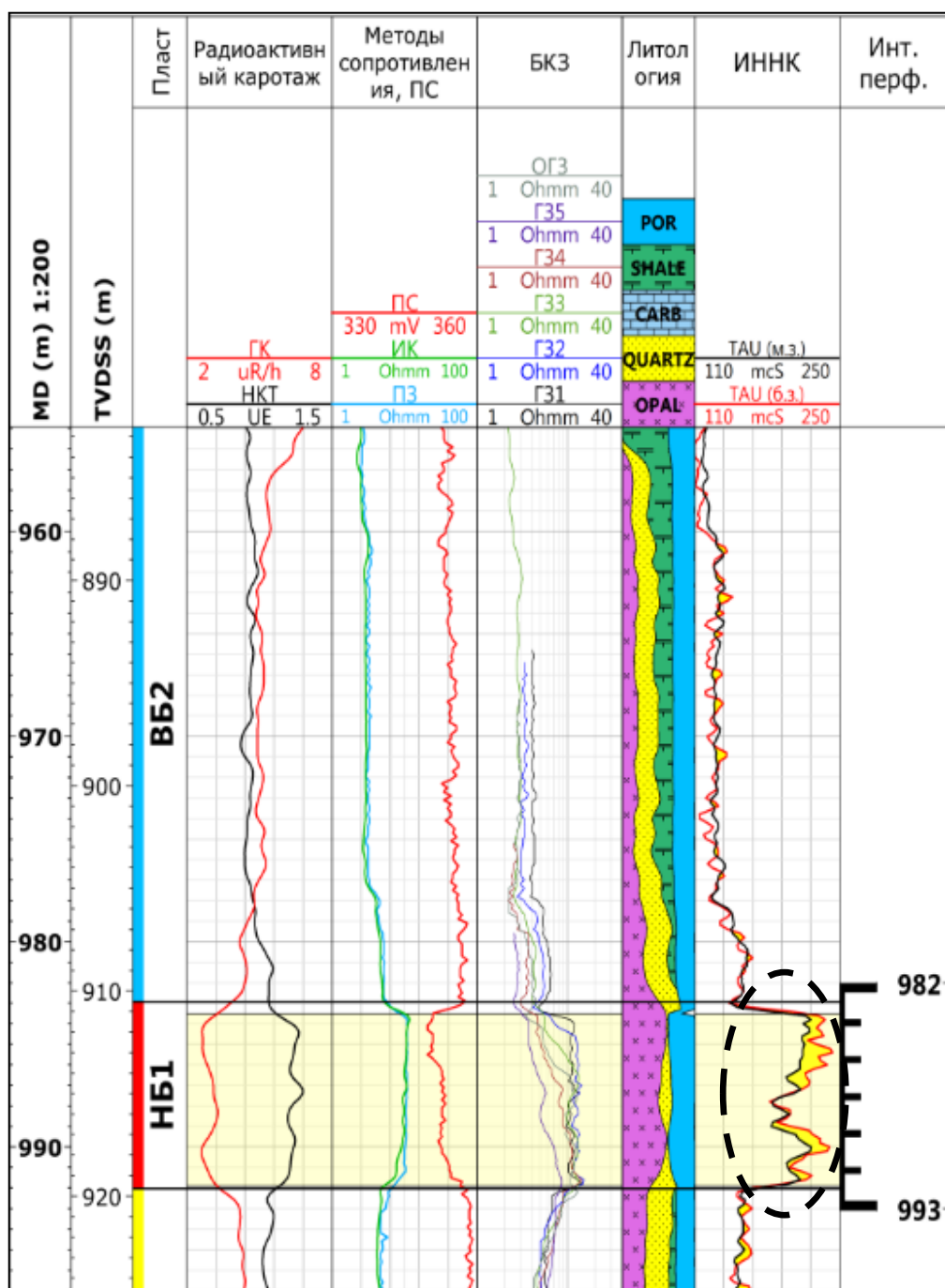


Рисунок 2.4 Определение газонасыщенных интервалов по данным ИННК

В случае испытания объекта в новой скважине из бурения, запись повторных ГИС не требуется, если в записанный комплекс ГИС вошли такие методы, как: ГК, НК, ГГКп. Если плотностной метод отсутствует, то рекомендуется выполнить запись ИННК или НК (при этом время от окончания бурения скважины до записи повторных ГИС должно пройти не менее 3-6 месяцев, достаточного для расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора).

По результатам ГИС принимается решение о необходимости проведения РИР (ликвидация ЗКЦ, изоляция нижнего интервала).

Глушение скважины.

Перед проведением испытания интервала берёзовской свиты необходимо выполнить смену солевого водного раствора на жидкость глушения, обладающую минимальным воздействием на глинистые минералы берёзовской свиты в полном объёме ствола скважины.

Предпочтение в качестве жидкостей глушения отдаётся растворам на углеводородной основе (газовый конденсат, РУО).

В случае использования водных растворов, рекомендуется добавление специальных хим. реагентов, способствующих к снижению воздействия на набухание глин. Выбор рекомендуемой жидкости глушения необходимо осуществлять путём предварительного лабораторного тестирования на керновом материале - по оценке степени набухающей способности горной породы берёзовской свиты.

Перфорация объекта.

Для более эффективного вызова притока из низкопроницаемого пласта берёзовской свиты рекомендуется перфорацию проводить на депрессии - спуск перфорационной системы в скважину на НКТ. С учётом того, что освоение объекта планируется без подъёма перфоратора на поверхность, рекомендуется для регистрации давлений в процессе освоения спуск автономного манометра в специальном кармане на забой вместе с НКТ.

В качестве перфорационных систем рекомендуется использовать системы, способные обеспечить эффективную гидродинамическую связь с пластом через две колонны (на глубине залегания берёзовской свиты, а.о. до 900 м, как правило, находятся обсадная и эксплуатационная колонны) и цементный камень. Перфорационная система должна обладать минимальным фугасным воздействием на колонну и заколонный цемент.

Рекомендуемые перфорационные системы:

- система Скорпион 102 с кумулятивными зарядами ПП-36СГП и плотностью перфорации 16 отв./п.м. Пробивная способность зарядов - 1,6 м, диаметр отверстия 12 мм;
- система Dynawell (компания DYNAenergetics, Германия, имеется официальный представитель в России) с кумулятивными зарядами типа RDX-Нexogen массой от 10 до 32 гр. Глубина пробития - до 1,15 м, кумулятивная струя не приводит к оплавлению породы на стенках каналов.

Освоение объекта.

Устье скважины перед освоением объекта оборудуется лубрикатором, электронными манометрами и термометрами, выкидными линиями с установленными устройствами измерения расхода газа (ДИКТаами). Арматура скважины должна обеспечивать подключение азотно-компрессорной установкой к затрубному пространству (азотная установка типа СД 9/200, 10/250).

После перфорации испытываемого интервала берёзовской свиты, не извлекая перфоратор на поверхность, скважину необходимо закрыть для замера статических давлений на устье и пластового давления (до полной стабилизации устьевых и забойных параметров).

Далее проводят освоение объекта компрессированием. Для более эффективной очистки необходимо использовать штуцер большого диаметра (до 16 мм).

Для недопущения гидратообразования необходима постоянная подача метанола в затрубное пространство (скорость подачи 10-20 л/час).

Газодинамические исследования.

На конечном режиме освоения скважины, производится спуск спарки автономных манометров-термометров бригадой исследователей с поинтервальной записью давлений и температуры - шаг каждые 100 м точка выстойки, первые 100 м - каждые 25 м с выстойкой от 4 до 5 минут.

После регистрации параметров работы скважины в течение 3 ч, скважину закрывают на длительную КВД (не менее 120 ч) для восстановления давления на устье до Рст. В конце цикла КВД, осуществляется подъём прибора с пошаговой записью - шаг каждые 100 м точка выстойки, первые 100 м - каждые 25 м с выстойкой от 4 до 5 минут. На основании полученных данных замера, выполняется экспресс оценка параметров и составляется тест-дизайн проведения исследований. Дополнительно с учётом интервальной записи, оценивается наличие жидкости в стволе скважины.

Режимы проведения исследований ГДИС необходимо подбирать с учётом тест-дизайна и оптимального режима работы скважины, определенного при освоении.

Конечный режим отработки скважины должен составлять не менее 48 ч. Конечная КВД - длительностью не менее 200 ч.

Далее проводятся ГКИ через газосепаратор на выбранном режиме с замерами дебитов газа сепарации, воды (при наличии). Во время проведения ГКИ производится отбор проб - газ сепарации один баллон (10 л), пластовая вода - 1 л.

Интенсификация притока.

Методы интенсификации притока применяются при освоении объекта в случае недостижения планового (рентабельного) дебита газа, либо в случае неявного или нестабильного притока (оптимальный режим работы скважины при освоении не определён).

Основным методом интенсификации притока для отложений берёзовской свиты является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При планировании ГРП на нижеберёзовскую подсвиту, необходимо учесть следующие требования:

- жидкость ГРП должна обладать минимальным воздействием на глинистую составляющую породы берёзовской свиты - жидкости на углеводородной основе, жидкости на водной основе со спец. добавками (стабилизатор глин);
- объём проппанта должен рассчитываться из условий недопущения прорыва трещины ГРП в нижние интервалы подсвиты, состоящие в основном из набухающих глинистых минералов (при использовании жидкостей ГРП на водной основе);
- дизайн ГРП должен подбираться на основе 1D геомеханического моделирования.

В целях оптимизации дизайна ГРП рекомендуется использование низковязких жидкостей (до 200 сПз) с высокой скоростью закачки (более 5 м³/мин.).

2.6.2 Испытание горизонтальных стволов

Опыт испытания скважин показал, их необходимо проводить с использованием ГРП, поскольку без ГРП в вертикальном стволе дебит не превышает 3 тыс. м³/сут, а после ГРП дебиты более, чем в 10 раз выше.

Значительное увеличение дебитов скважин обеспечивается использованием многостадийных ГРП в горизонтальных стволах скважин. Опыт использования пятистадийного ГРП на Медвежьем месторождении показал, что входной дебит может составлять более 200 тыс. м³/сут, однако, он быстро (в первые 10-15 сут) убывает вдвое, и

далее в течение трёх месяцев убывает медленно до уровня 30-60 тыс. м³/сут. Более длительного периода эксплуатации ещё ни на одной скважине не наблюдалось.

Одной из причин затухания дебитов может являться схлопывание трещин, отходящих от основной трещины в пласт и не закреплённых пропантом. Схлопывание их может происходить за счёт разбухания монтмориллонитовых глин, всегда содержащихся в породах берёзовской свиты. В связи с этим, водная жидкость гидроразрыва должна готовиться с использованием ингибиторов набухания глин, а лучше использовать безводные жидкости. Лабораторные исследования показали, что наилучшие результаты даёт дизельное топливо. Однако, опыт проведения 5-стадийного ГРП на дизельном топливе в горизонтальном стволе скважины № 6С Медвежьего месторождения показал, что в промысловых условиях это далеко не эффективный метод интенсификации притока. Дело в том, что из 800 м³ дизельного топлива, закаченного в пласт, в процессе двухмесячного испытания на поверхность было вынесено около 30 м³. Энергия пласта оказалась недостаточной, чтобы преодолеть капиллярные силы, удерживающие закачанный углеводород в коллекторе, и дебит газа, соответственно, не превышал 7,0 тыс. м³/сут, не говоря уже о 170 тыс. м³/сут, как это было в скважине № 4С, где ГРП проводился с использованием носителя на водной основе.

На практике была опробована следующая конструкция скважины при испытании в горизонтальном стволе. «Хвостовик» ø 89 мм оборудованный пятью управляемыми с помощью ГНКТ портами ГРП ø 89 мм и гидравлическими пакерами ø 114 мм спускается в горизонтальный участок эксплуатационного ствола скважины. Порты устанавливаются в кровле наиболее перспективных (в плане добычи газа) пластов. Верхняя часть «хвостовика» оборудуется стингером ГРП под НКТ ø 89 мм. Применение данной технологии (управляемые порты) в компоновке эксплуатационного «хвостовика» позволит произвести более объективную оценку качественных и количественных характеристик пластов коньяк-кампанского возраста, а также возможность использовать данную скважину в эксплуатации этих отложений. Однако, технические трудности не дали завершить этот эксперимент. На практике опробована система с последовательной пакеровкой портов и с последующей одновременной их распаковкой методом спуска шаров.

Математические расчёты показывают, что при проницаемости пород, характерной для берёзовской свиты, оптимальными для эксплуатации скважин являются следующие параметры геометрии трещин: высота 60 м, полудлина до 250 м, ширина около 2,5 мм. Из опыта проведения ГРП необходимо отметить, что развитие трещин с подобной геометрией в пластовых условиях нижеберёзовской подсвиты определяется не геомеханическими свойствами пород, а экономической целесообразностью (эффект проведённой операции с позиций доход/затраты). С позиций геомеханических свойств изучаемых пород достижимой геометрией трещины, приближенной к оптимальной, будет полудлина 200 метров при ширине до 3,5 мм, при массах пропантанта от 80 до 120 тонн.

3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТОДАМ И ТЕХНОЛОГИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ИХ ОБРАБОТКЕ

3.1. Рекомендации по проектированию полевых работ

Рекомендуется планировать высокоплотные полно- или широкоазимутальные сейсмические съёмки с фактической кратностью для целевого интервала берёзовской свиты больше 50 для бина 25*25 м. Рекомендуемые параметры системы наблюдения при проведении сейсморазведочных работ представлены в таблице (Табл. 3.1).

Таблица 3.1

Рекомендуемые параметры системы наблюдения при проведении сейсморазведочных работ

Параметр	Рекомендуемое значение параметра	Пример по Медвежьему НГКМ
Методика наблюдений	МОГТ 3D	МОГТ 3D
Тип источника сейсмического сигнала	Вибрационный, импульсный, взрывной или их комбинации для разных ландшафтных зон, определяется по результатам планирования сейсмической съёмки	Вибрационный, импульсный, взрывной, выбирается исходя из поверхностных условий на участке работ
Система наблюдения	Центральная, симметричная, типа «крест»	«крест», с ассиметричной приемной расстановкой
Номинальная кратность	144	108
Размер бина ОГТ	12,5x25 м	12,5x25 м
Расстояние между линиями возбуждения	200 м	200 м
Расстояние между пунктами возбуждения	50 м	50 м
Расстояние между линиями приёма	100 м	100 м
Расстояние между пунктами приёма	25 м	25 м
Количество активных каналов на линию приёма	192	192
Количество активных линий в блоке	24	18
Шаг квантования	1 мс	1 мс
Длина записи	4000 мс	6с

При этом, подбор конкретных параметров необходимо производить в результате расчётов, выполненных исходя из сейсмогеологических условий на участке проведения работ. Сейсморазведка должна обеспечивать решение геологических задач: достоверность структурных картопостроений и определение контура продуктивности (аномалии типа «залежь», а также аномалии временных толщин в интервале нижнеберёзовской подсвиты или отдельных её частей).

3.2. Рекомендации по обработке сейсмических данных

Основной задачей обработки сейсмических данных является получение сейсмограмм, мигрированных во временной области, с сохранением относительных амплитуд. Требование сохранения относительных амплитуд на сейсмограммах накладывает определенные ограничения на использование программ подавления случайных и регулярных помех. Применение любой из них должно сопровождаться контролем за неизменностью распределения амплитуд до и после их применения. Наилучшим методом контроля качества сохранения амплитуд является сопоставление графиков изменения амплитуд в зависимости от удаления на реальных и синтетических сейсмограммах, полученных на основе измерений упругих свойств в скважинах.

Обработка сейсмических данных может выполняться по стандартному графу, но учитывая характерные особенности берёзовской свиты, должна включать следующие процедуры:

Временная миграция до суммирования с сохранением азимутов:

- деление данных на вектора общих удалений;
- регуляризация векторов общих удалений;
- подавление следов расстановки и случайных помех;
- подготовка скоростей для PSTM;
- оценка параметра VTI-анизотропии с биспектральным скоростным анализом;
- временная миграция векторов общих удалений до суммирования, с сохранением азимутов и номинальной кратности системы наблюдения;
- азимутальный скоростной анализ, формирование кубов быстрых и медленных скоростей. Учет остаточной кинематики второго и четвертого порядков. Высокоплотный анализ скоростей суммирования или остаточной кинематики;

Анизотропная глубинная миграция до суммирования:

- анализ имеющихся сейсмических и скважинных данных, выбор методики построения исходной глубинно-скоростной модели (ГСМ). Формирование изотропной глубинно-скоростной модели от рельефа;
- интеграция модели ВЧР в глубинно-скоростную модель;
- глубинная миграция до суммирования с использованием исходной ГСМ;
- высокоплотное (азимутально-зависимое для широкоазимутальных данных) пикирование остаточных кинематических сдвигов. Послойное или глобальное уточнение исходной изотропной ГСМ с использованием алгоритмов томографии по отраженным волнам. Необходимое количество итераций томографии уточняется в результате тестирования;
- оценка параметров анизотропии VTI/HTI (при наличии необходимых скважинных данных или в интерактивном режиме по сейсмическим данным);
- уточнение анизотропной ГСМ с использованием алгоритмов томографии по отраженным волнам. Необходимое количество итераций томографии уточняется в результате тестирования;
- анизотропная глубинная миграция до суммирования с использованием уточненной скоростной модели;
- расчет и ввод остаточных кинематических сдвигов.

Последовательность и комбинация процедур обработки выбирается по результатам тестирования и может быть изменена на любом этапе работ при необходимости.

Основным результатом обработки являются полная мигрированная сумма и набор частичных угловых азимутальных сумм, кубы быстрых и медленных скоростей. Так же для последующих структурных построений необходимо выполнить расчет горизонтальных спектров скоростей по целевым горизонтам.

3.3. Рекомендации по комплексной интерпретации данных сейсморазведки

Современная сейсморазведка МОГТ 3D, характеризующаяся высокой кратностью суммирования, полной азимутальностью, высокой детальностью (бин 12,5×25 м), оптимальными для целевого интервала расстановками позволяет решать такие тонкие геологические задачи, которые ранее казались фантастическими. В случае газовых залежей нижеберёзовской подсвиты, как показывает опыт уже выполненных работ, несмотря на «нетрадиционность» пород-коллекторов, возможно определение контура продуктивности, участков с наиболее высокими ФЕС и значениями Кг и Нэф., прогноз трещиноватости, направлений главного стресса, фазового состояния газа, т.е. наиболее важных задач, определяющих эффективность геологоразведочных работ на эти отложения и разработки сенонских газовых залежей.

Во многом успешность решения этих и других задач определяется информативностью используемого комплекса ГИС и достоверностью интерпретации промыслово-геофизических данных, которая постоянно совершенствуется.

Сейсмическая составляющая интегрированной интерпретации, естественно, должна опираться на кондиционные исходные данные, обработанные и переобработанные с использованием современных программно-технических комплексов, использовать как динамические, так и кинематические параметры отраженных волн.

Для геологического моделирования и прогноза свойств газовых залежей нижеберёзовской подсвиты, имеет смысл использовать разнообразные инверсии волнового поля (акустическая, синхронная и т.п.), AVO и AVAZ преобразования волнового поля. Однако эффективность этих методов для изучения отложений коньяк-кампанского возраста ещё не является доказанным фактом и должна подтверждаться результатами тестирования на реальных объектах или моделированием. Только после подтверждения эффективности того или иного метода он может быть рекомендован к широкому использованию.

4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ СТРОИТЕЛЬСТВА, БУРЕНИЯ, ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

4.1. Рекомендации по планированию бурения скважин

Планирование бурения отложений нижеберёзовской подсвиты должно выполняться на основе сейсмогеологических построений и геомеханического моделирования.

Для получения промышленных дебитов рекомендуется осуществлять строительство скважин с горизонтальным окончанием и с использованием многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Для геомеханического моделирования получение информации о прочностных характеристиках разреза достигается путём строительства скважин с бурением пилотного вертикального ствола, вскрытием всей толщи нижеберёзовской подсвиты и на 20 метров ниже её подошвы и 100% отбором керна.

Точки входа горизонтального ствола в целевой пласт нижеберёзовской подсвиты необходимо определять с учётом рекомендаций по ориентации скважин на основе геомеханической модели, распределения природных трещин DFN, а также с учётом расположения кустовых площадок и скважин транзитного фонда (при наличии) с учётом технологических ограничений по допустимому углу набора и рекомендаций по результатам геомеханического моделирования в части оптимальных зенитных углов скважины.

Заложение проектных поисково-оценочных и разведочных скважин (включая горизонтальные) на отложения нижеберёзовской подсвиты необходимо выполнять вблизи зон трещиноватости.

Горизонтальные стволы (ГС) необходимо проводить в крест к направлению максимального стресса с пересечением максимально возможного количества трещин (Рис. 4.1).

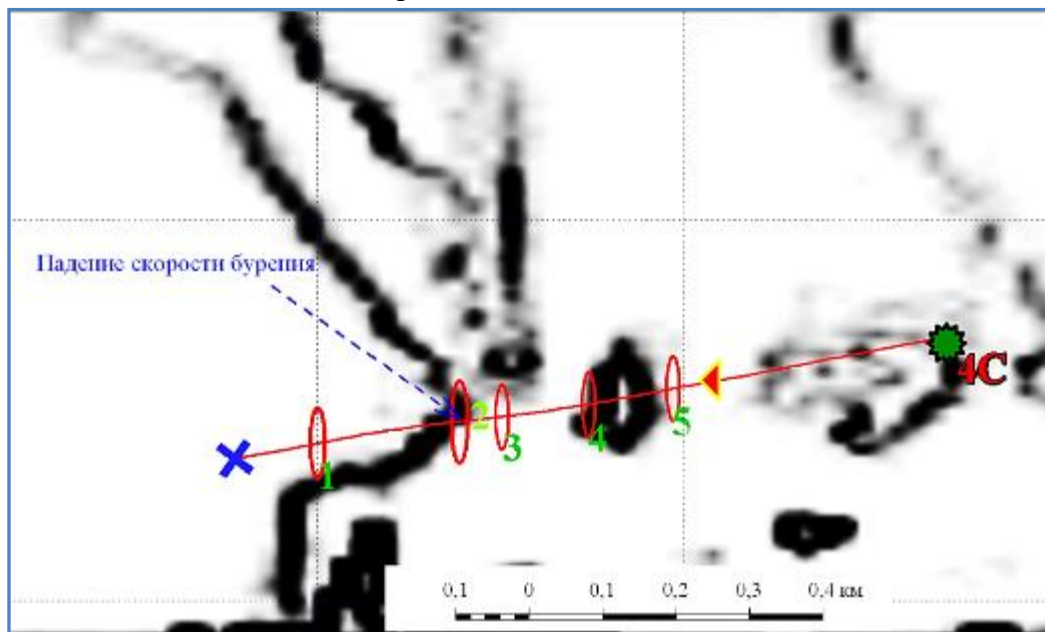
Для минимизации рисков осложнений при бурении скважин, длина горизонтального ствола должна определяться по результатам расчёта устойчивости ствола и гидравлических расчётов с учётом планируемой компоновки низа бурильной колонны и конструкции скважин.

Опыт бурения скважин на Медвежьем месторождении показал, что длина горизонтального ствола может составлять около 1000 м. Кроме того, из этого опыта следует, что проводка горизонтального ствола в пласте должна быть выполнена с максимальной точностью к проектной траектории, без образования условий для «гидрозатвора» / жидкостных «пробок», так как энергии пласта оказывается недостаточно для выноса её из скважины.

Согласно расчётам, транспортные характеристики хвостовиков возможно улучшить путём:

- установки НКТ в самую низкую точку ГС нисходящего профиля скважины (вынос воды с забоя скважины будет определяться не только скоростью газа в сегментах, но и скоростью газа на входе в НКТ);
- спуска НКТ до «пятки» в скважинах восходящего профиля.

Рекомендуемые параметры бурового раствора, а также расчётные значения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) при бурении должны определяться на основании геомеханического моделирования.



Условные обозначения: × - окончание ГС, 1-5 – номера стадий ГРП

Рисунок 4.1 Седиментационный срез куба когерентности на уровне второго порта ГРП в горизонтальном стволе скважины № 4С Медвежьего месторождения

Исходя из требований к отбору керна (подраздел 5.1), проект на строительство пилотного ствола должен предусматривать применение безводных промывочных жидкостей (РУО, РНО). Использование РВО допускается только в исключительных случаях, когда использование РУО невозможно.

4.2. Рекомендации по проводке горизонтальных стволов скважин

По каждой траектории необходимо выполнить расчёт устойчивости ствола (РУС) с привлечением результатов 1D/3D геомеханического моделирования с учетом естественных трещин DFN. Потенциальные риски могут быть связаны с интервалом обрушений в подошве верхнеберёзовской подсвиты пласта ВБ₃ и возникновением поглощений при бурении в интервале нижнеберёзовской подсвиты пласта НБ₁.

На основе расчётов устойчивости и гидравлических расчётов будут получены непрерывные кривые градиентов давлений, которые позволят сделать вывод относительно скважин, имеющих увеличенный отход от устья – при длине горизонтального ствола скважины более 1000 м возможен повышенный риск поглощений и авто-ГРП при бурении скважины. При этом необходимо отметить, что риски поглощений могут быть связаны, в первую очередь, с наличием в разрезе природных трещин.

Рекомендуемый состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и обоснование применения каждого из предлагаемых инструментов при бурении скважин участков ОПР представлен в таблице (Табл. 4.1).

На этапе масштабного бурения горизонтальных скважин минимально необходимый набор инструментов в составе КНБК должен включать следующее: прибор телеметрии для высокоскоростной передачи данных и контроля параметров бурения в реальном времени,

прибор картирования границ пласта для точной проводки скважины в условиях маломощного коллектора, РУС для контроля траектории в условиях большой интенсивности набора угла.

При бурении пилотных вертикальных стволов наиболее важно наличие в составе КНБК прибора телеметрии для передачи данных в реальном времени. Для снижения операционных затрат также возможно применение ВЗД (винтовой забойный двигатель) вместо РУС.

4.3. Рекомендации по компоновке заканчивания скважин

Исходя из требования получения промышленных дебитов (п.п. 4.1) рекомендуется осуществлять строительство скважин с горизонтальным окончанием и с использованием многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

В качестве предлагаемых типов заканчивания для скважин рекомендуются:

- *система заканчивания с муфтами ГРП*, активируемыми шарами (растворимыми или разбурываемыми) с последующим фрезерованием горизонтальной части скважины под номинальный размер. Изоляция интервалов осуществляется с помощью пакеров, что применимо в условиях нецементированного хвостовика.

- *система заканчивания с разрывными муфтами и селективным пакером*. Данная технология предусматривает цементирование хвостовика, т.к. при использовании заколонных пакеров для необсаженного ствола, трещины ГРП могут возникать в любой точке между пакерами, что приведёт к нежелательному сообщению между зонами. Использование сдвижных муфт не гарантирует возможность их повторного закрытия с помощью инструмента, а значит и проведение повторного ГРП.

- *система заканчивания «Plug & Perf»*. Технология включает в себя спуск композитных разбурываемых или растворимых пробок и перфораторов на ГНКТ/НКТ или на специальном геофизическом кабеле в горизонтальные или наклонно-направленные скважины. Преимуществом данной технологии является отсутствие необходимости использовать муфты ГРП в составе хвостовика скважины, возможность проведения цикла повторных МГРП, возможность проведения ГРП в любом интервале. Основным недостатком такого типа компоновки является необходимость предпочтительного цементирования.

Таблица 4.1

Рекомендуемый состав компоновки низа бурильной колонны

Инструмент	Измерения	Обоснование
Прибор картирования границ (геонавигация)	-Картирование границ пластов во время бурения и количественная оценка трещиноватости -Измерение ЭЦП во время бурения	- Необходимость точной проводки скважины в условиях малой мощности коллектора и определение перспективных интервалов для заканчивания с МГРП - Определение ЭЦП во время бурения для предотвращения возникновения рисков поглощений
Прибор нейтронно-плотностного каротажа	-Азимутальный ГГК -ННКт -Литологическое расчленение - Ультразвуковая кавернометрия	- Определение плотности, пористости и литологии коллектора - Контроль состояния ствола с помощью каверномера
Прибор АКШ	-Выделение интервальных времен продольной и поперечной волн в режиме реального времени; -Выделение волны Лэмба-Стоунли;	- Качественная оценка трещиноватости коллектора по волне Стоунли - Оценка упругих свойств и напряжений вдоль ствола скважины для оптимизации МГРП
Прибор телеметрии во время бурения и э/м каротажа УЭС	-Инклинометрия -10 разноглубинных зондов электромагнитного каротажа -Датчик ударных нагрузок и вибраций	- Точное позиционирование скважины, высокоскоростная передача данных в реальном времени - Контроль параметров бурения для предотвращения прихватов, в особенности в интервале набора угла
РУС	-Контроль положения отклонителя; -Ориентированный ГК	- Увеличение скорости проходки скважины - Снижение рисков возникновения затяжек и прихватов за счет вращения всех элементов КНБК и лучшего выноса шлама на поверхность - Контроль траектории в условиях большой интенсивности набора угла

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА И ЛАБОРАТОРНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ КЕРНА

5.1. Рекомендации по технологии отбора кернового материала

Отбор керна проводить в скважинах, пробуренных на безводных промывочных жидкостях (РУО, РНО). Использование РВО допускается только в исключительных случаях, когда использование РУО невозможно.

При использовании РВО обязательным условием является использование трассеров (Уранин-А, флуоресцеин и их аналоги) для контроля проникновения ФБР в керн.

Технология отбора керна – «изолированная», использование парафиновых мембран недопустимо.

При бурении с отбором керна использовать изолирующий агент в виде геля (не на УВ основе) типа КорИзоГель, Изокор и их аналогов, с минимальной водоотдачей, специально разработанных для использования при изолированном отборе керна. Использование обычных химических реагентов, являющихся составной частью рецептур приготовления буровых растворов (ПААП, Родопол и т.д.), не рекомендуется.

Керноотборный снаряд использовать в односекционной компоновке (6-9 м за рейс). Проходка должна составлять не более 90% от максимальной длины керна, помещающегося в керноприемную трубу. Цель – исключение передавливания в керноотборочном снаряде и разрушения породы.

Для повышения выноса керна необходимо использовать эффективные конструкции кернорвателей, за базовую технологию предлагается принять сборку из двух кернорвателей цангового и лепесткового типа. Перед началом работ, рекомендуется проводить аналитические работы по оценке эффективности оборудования при работе в конкретных геолого-технологических условиях.

Для исключения разрушения и образования техногенной трещиноватости, рекомендуется ограничить нагрузку на долото до 4-5 т (при необходимости величина нагрузки может быть снижена).

Бурголовку использовать с импрегнированным вооружением типа PDC, изготовленную по технологии «Low Invasion», т.е. форсунки для подачи бурового раствора направлены в сторону боковой стенки скважины, под углом (минимизация воздействия бурового раствора на керн в активной зоне).

Для минимизации повреждения керна при подъеме необходимо делать промежуточные остановки для плавной дегазации и обеспечивать оптимальную скорость подъема, рассчитанную на основе данных о пластовых давлениях, свойствах пластовых флюидов и геолого-технологических условиях строительства скважины [37].

При отсутствии данных по оптимальным скоростям подъема керна, возможно использовать рекомендуемые в работе [14] параметры по скорости подъема керна.

Скорость подъема керна должна быть ограничена, не менее 10 минут на свечу в интервалах глубин 1000-200 м, с глубины 200 м до стола ротора скорость подъема не менее 12 минут на свечу;

При подъеме керна предусмотреть промежуточные остановки для дегазации керна – 10 минут каждые 500 м и 30 минут перед подъемом керна с глубины 200 м.

Спуск керна со стола ротора на приёмные мостки осуществлять с помощью устройств, исключающих прогиб керноприемной трубы (укладочная рама).

При распиловке керна исключить возможность повреждения керна, тряски, его падения. Рекомендуется использовать циркулярную пилу большого диаметра для распиловки за один рез, либо ленточные пилы. Использование угловых шлифмашинок не рекомендуется.

При отборе образцов керна для определения сохранённой газоводонасыщенности руководствоваться требованиями «Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна», НПП «СибБурмаш», согласованное Государственной Комиссией по запасам полезных ископаемых 12.11.1999г. Парафинирование отобранных образцов керна на буровой обязательно.

Для исключения высыхания керна рекомендуется оперативное закрытие торцов тубусов с керном резиновыми заглушками и их фиксация специальными хомутами.

Для транспортировки керна, рекомендуется использование специальных контейнеров сотового типа, снижающих ударные нагрузки на керновый материал. При использовании обычных деревянных ящиков рекомендуется на дно ящиков укладывать специальный ударопоглощающий материал толщиной 5 см и фиксация метровых тубусов в ящике строительной пеной (продольные швы длиной 10 см).

При отрицательной температуре окружающего воздуха, все работы с керном рекомендуется выполнять в помещении с температурой не ниже $+5^{\circ}\text{C}$, транспортировку керна осуществлять в транспорте наличием термокунга и возможностью поддержания температуры не ниже $+5^{\circ}\text{C}$.

5.2. Рекомендации по определению коэффициента пористости

Программа лабораторной оценки пористости горных пород нижнеберёзовской подсвиты должна учитывать то обстоятельство, что породы содержат большое количество кремнезёма (матрикс) с порами нано размерности и водонабухающих глин (монтмориллонит).

Упрощённая модель пористости представлена на рисунке (Рис. 5.1). Имеющийся опыт исследований пористости различными методами показывает, что значения пористости, определённой на образцах керна нижнеберёзовской подсвиты, зависят от пробоподготовки (в первую очередь от температуры сушки), типа насыщающего флюида и особенностей лабораторного оборудования.

Согласно ГОСТ 26450.1-85, образцы керна с высоким содержанием глин необходимо сушить при температуре 70°C (оптимальным решением является использование установок с вакуумной сушкой), что естественным образом ведёт к снижению измеряемой пористости.

Сушка при 105°C повышает измеряемую ёмкость пород, но может способствовать развитию техногенной трещиноватости, искажающей (завышающей) замеры проницаемости.

При определении коэффициента открытой пористости по гелию порозиметр должен соответствовать требованиям API-RP40. Использование гелиевых порозиметров с несовершенной конструкцией или некорректно настроенным измерительным трактом приводит к занижению пористости из-за недонасыщения образцов гелием, особенно ярко данный эффект проявляется для низкопроницаемых образцов.

В связи с тем, что породы берёзовской свиты находятся в ранней стадии литогенеза и залегают на небольшой глубине, то они характеризуются высокой чувствительностью к прилагаемым нагрузкам, в особенности это характерно для образцов с высоким содержанием

глин. При определении открытой пористости по гелию на установках типа АР-608, оснащённых кернодержателем, для выполнения замеров необходимо создать давление на резиновую манжету в диапазоне 3,4÷5,5 МПа, в результате чего уменьшается объём пор и соответственно пористость занижается.



Рисунок 5.1 Модель измеряемой пористости

С другой стороны, при определении открытой пористости при насыщении образцов керосином из-за наличия цеолитов и микропор, также возникает эффект занижения открытой пористости по причине недонасыщения части микропор из-за того, что молекула керосина имеет достаточно крупный размер (0,49-0,66 нм) и не может проникнуть в часть микропор.

Описанные выше эффекты накладываются друг на друга, что приводит к близким значениям в оценке открытой пористости по гелию и керосину (Рис. 5.2).

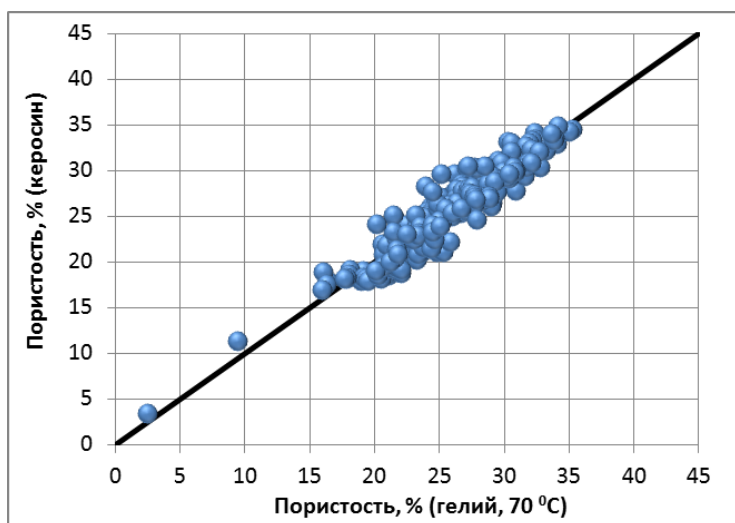


Рисунок 5.2 Сопоставление пористости по гелию и керосину

Преимуществом газовольнометрического способа определения открытой пористости по отношению к открытой пористости в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 (насыщение керосином) является отсутствие необходимости повторной экстракции и сушки образцов.

Для исключения негативного влияния различных факторов, связанных с экстракцией образцов, сушкой и разбуханием, определение общей пористости горных пород берёзовской свиты коньяк-кампанского возраста рекомендуется осуществлять с помощью метода ЯМР на образцах с сохранённым насыщением и донасыщенных керосином (рис. 5.3).

Эти исследования хорошо согласуются с пористостью по ЯМК, а также определённой по результатам комплексной интерпретации ГИС.

5.3. Рекомендации по определению коэффициента проницаемости

При определениях коэффициента проницаемости рекомендуется для исключения негативного влияния трещин в образцах керна выбирать коллекцию не менее 30 образцов и выполнять исследования при эффективной нагрузке, близкой к пластовой.

В современной лабораторной практике определение проницаемости по газу выполняется при эффективном давлении от 400 до 800 psi (режим низкого давления), а также при эффективных давлениях близких к пластовым (режим высокого давления). Нижний предел эффективного давления выбирается исходя из особенностей исследуемых горных пород, и свойств резиновой манжеты. Традиционно считается, что слабоконсолидированные и неконсолидированные образцы необходимо исследовать при пониженных давлениях (400 psi, API RP40), для остальных пород эффективное давление, как правило, составляет 800 psi. В случае, если одновременно с определением проницаемости выполняется определение пористости (установки типа AP-608, ПИК-ПП), то рекомендуется использовать давление 500 psi, так как давление 800 psi уже существенно влияет на пористость.

5.4. Рекомендации по определению сохранённой водонасыщенности

Определения сохранённой водонасыщенности (остаточной) пород-коллекторов проводятся на герметизированных (консервированных) образцах отобранных из керна, отобранного на РНО (РУО), при отборе керна на РВО рекомендуется использование технологий отбора «изолированного керна». Герметизация образцов проводится геологической службой непосредственно на буровой, сразу после извлечения керна из керноприемника после его подъема на дневную поверхность. Предпочтительный способ герметизации – парафинирование. Частота отбора образцов определяется программой работ, и должна быть не менее трёх образцов на 1 метр.

Перед массовыми определениями сохраненной водонасыщенности рекомендуется выполнить работы по оценке полноты выхода воды из образцов на ограниченной коллекции. Длительность отгонки воды на аппаратах Закса/Дина-Старка должна составлять не более 7 дней.

Наряду с исследованиями сохраненной водонасыщенности необходимо выполнять замеры УЭС на естественнонасыщенных образцах.

Для достоверности определений сохраненной водонасыщенности необходимо выполнять оценку наличия ФБР с помощью исследований водных вытяжек из остатков парафинированного образца на наличие трассеров.

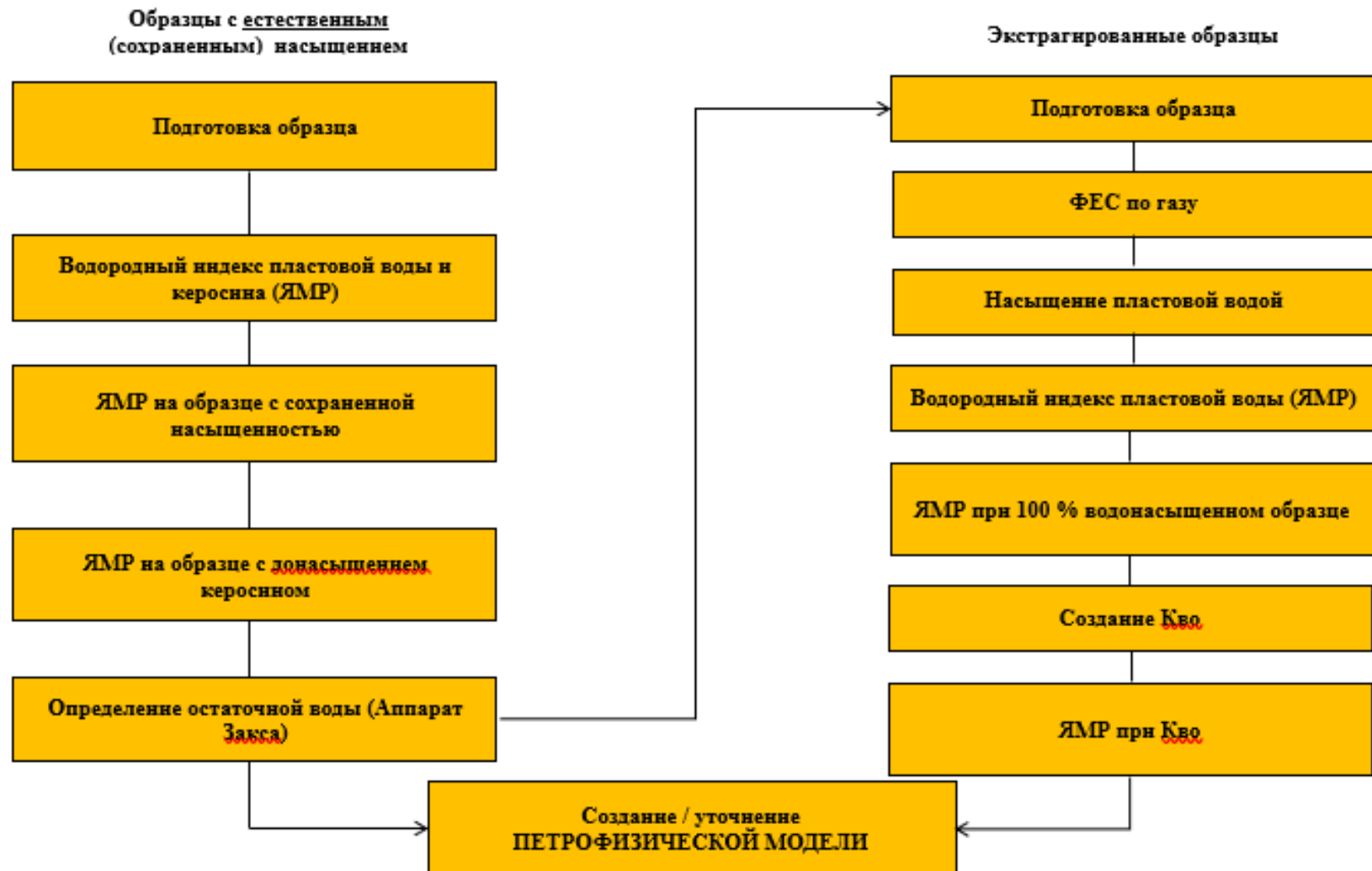


Рисунок 5.3 Типовая схема изучения образцов керна методом ЯМР

5.5. Рекомендации по комплексу исследований керна для определения подсчётных параметров

Требования к лабораторным исследованиям керна по определению коэффициентов пористости, проницаемости и водонасыщенности пород нижнеберезовской подсвиты коньяк-кампанского возраста приведены в таблице (Табл. 5.1).

Таблица 5.1

Рекомендуемый комплекс лабораторных исследований керна

Вид исследований	Примечание
Исследования образцов с естественным насыщением	
1. УЭС в атмосферных условиях и при термобарических условиях изучаемой залежи. 2. Кп (ЯМР, сохранённая водонасыщенность+ЯМР с донасыщением керосином). 3. Кво (Закс/Дина-Старк) 4. Оценка геомеханических свойств, в том числе акустика на образцах с донасыщением керосином	1. Обязательный отбор изолированного керна с контролем проникновения ФБР с помощью трассеров. 2. Исследования Кво проводить с обязательным контролем времени выхода воды (1-7 суток). 3. Образцы на геомеханику необходимо парафинировать после изготовления
Петрофизические исследования образцов после экстракции	
Пористость по ГОСТ 26450 (насыщение водой)	Только для коллекций на УЭС, АК в ТБУ
Пористость по ГОСТ 26450 (насыщение керосином) с расчётом объёмной и минералогической плотности пород.	Массовые исследования (при отсутствии гелиевой порометрии) или коллекция 30 образцов на пласт (при наличии массовых исследований гелиевой порометрии)
Пористость по гелию	В атмосферных условиях и при термобарических условиях изучаемой залежи, с обязательным определением объема твердой фазы и объема пор. Порозиметр должен соответствовать требованиям API-RP40. Массовые исследования.
Проницаемость по газу при давлении обжима 500-800 psi	Массовые исследования
Проницаемость по газу при давлении обжима равной эффективному давлению	Исследования в барических условиях предпочтительней по сравнению с замерами при 500-800 psi, но в связи с низкой проницаемостью пород имеют высокую длительность. Коллекция из 30 образцов на пласт.
Объёмная плотность (расчетная) из результатов по гелиевой порометрии	Массовые исследования
Плотность твердой фазы (расчетная) из результатов по гелиевой порометрии	Массовые исследования
Плотность твердой фазы (измеренная) из результатов по гелиевой пикнометрии или пикнометрии по керосину	Контрольная выборка
Ртутная порометрия	Образцы диаметром 2.54 см. Требуется обязательная корректировка за внедрение ртути на начальном этапе и нагрев ртути на конечном этапе
Томография и микротомография/FIB-SEM	Контроль целостности образцов, цифровой атлас литотипов, порометрическая характеристика

5.6. Рекомендации по комплексу исследований керна для изучения геологического строения отложений берёзовской свиты

Рациональный комплекс методов, необходимый для изучения геологического строения берёзовских отложений, приведён в таблице (Табл. 5.2).

Таблица 5.2

Рациональный комплекс лабораторных исследований керна пород берёзовской свиты

Профильные исследования	Литолого-минералогические	Петрофизические	Фильтрационные	Геомеханические	Геохимические
1. ГК-С по керну (общая радиоактивность с оценкой урана, тория и калия). 2. Каротаж плотности	Гран-анализ (только для терригенной части НБЗ)	Кв, УЭС на естественно-насыщенном керне	Оценка проницаемости по жидкости (оценка влияния технологических жидкостей)	Прочностные свойства (одноосное сжатие $\sigma_{сж}$ и растяжение $\sigma_{р}$)	Пиролиз: S1, S2, Сорг,
Пермеаметрия (Кпр) *	РСА общий с обработкой по методу Ритвельда	ЯМР с донасыщением керосином на естественно-насыщенном керне	Эффективная проницаемость по газу при Кво.	Упругие динамические и статические свойства (модуль Юнга Е и коэффициент Пуассона μ)	Тмах, НІ. Содержание РОВ, его характеристики: тип РОВ, катагенетическая преобразованность,
Томография	РСА пелитовой фракции с предварительным выщелачиванием образцов содержащих ОКТ фазу.	Пористость, плотность (гелий, керосин) при АУ		Паспорта прочности (когезия С, угол внутреннего трения ϕ)	Хроматомасс-спектрометрия экстрактов пород (битумоидов).
Фото керна дневной и ультрафиолетовый свет	РФА (элементный состав)	Кп, Кпр по газу при ТБУ		Компрессионные испытания (зависимость проницаемости от деформации/нагрузки)	Групповой и изотопный анализ экстрактов пород (битумоидов). Групповой и изотопный анализ газов.

Окончание таблицы 5.2

Описание керна	Петрографический анализ шлифов с фотографированием	УЭС и Кп по воде (ограниченная коллекция)		Оценка влияния насыщающего флюида на прочностные и упругие характеристики)	Изучение рассеянного органического вещества методом РЭМ: тип ОВ, распределение в породе
РФА-пистолет	ИКС спектроскопия	Ртутная порометрия			Распределение РОВ в породе (петрографические шлифы) содержание, тип РОВ, катагенетическая преобразованность
Литологическое описание	ДСК (дифференциально сканирующая калориметрия для измерения тепловых эффектов)	Микротомография			
	РЭМ, ФИП/РЭМ (морфология пор и состав)	Адсорбционно-структурный анализ			
	ICP-MS	Определение параметров сорбции и десорбции метана в стандартных и пластовых условиях			

* - мало информативен, приводит к высыханию керна, в связи с тем, что изготовление образцов происходит до распиловки, соответственно для профильной оценки проницаемости возможно рассмотреть замеры на щечке, горбушке

6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТОДАМ ПРОВЕДЕНИЯ ГИС И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

6.1. Рекомендации по методам проведения ГИС

Рекомендуемый комплекс ГИС проводится с целью детального литологического и стратиграфического расчленения разрезов отложений коньяк-кампанского возраста, выделения пластов – коллекторов, определения их эффективных толщин, определения характера насыщенности и подсчётных параметров (коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности) коллекторов, определения положения межфлюидных контактов, оценки технического состояния и пространственного положения стволов скважин, информационного обеспечения вторичного вскрытия продуктивных пластов, их испытаний и интенсификации притоков.

В проектных скважинах предусматривается проведение как общих (которые необходимы для литолого-стратиграфического расчленения и корреляции разреза, решения технических и технологических задач), так и детальных (в продуктивных или перспективных интервалах разреза) геофизических исследований.

В вертикальных скважинах и скважинах с углом наклона менее 45° общие исследования включают в себя следующие методы: газовый каротаж + ГТИ, ПС, КС (А2М0.5N, N6М0.5А или N11М0.5А), БК, ИКЗ, ВИКИЗ, азимутальный кросс-дипольный акустический каротаж, ГК, 2ННК-Т (или 2ННК-НТ), ГГК-П, резистивиметрию, профилометрию, инклинометрию, термометрию, ЭК-сканирование или АК-сканирование, ВСП (для скважин, расположенных вблизи сеймопрофилей). Методы ПС, КС (А2М0.5N, N6М0.5А или N11М0.5А), БК и резистивиметрия исключаются из комплекса общих исследований при заполнении скважины непроводящей промывочной жидкостью (ПЖ).

Постоянная часть детальных исследований включает в себя – БКЗ, БМК, МК (микрокаротаж – исследование двумя микрозондами градиент-микрозондом и потенциал-микрозондом), ЯМК, СГК, ГГК-ЛП, наклонometriю (для скважин с углом наклона более 50°), ИНГКС. Методы БКЗ, БМК, МК исключаются из постоянной части детальных исследований при заполнении скважины непроводящей ПЖ.

Изменяемая часть детальных исследований в вертикальных скважинах включает методы ГДК, ОПК, ИПТ, мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж (ММНК), многочастотное диэлектрическое зондирование.

Выполнение азимутального кросс-дипольного акустического каротажа с записью быстрой, медленной волн и волны Стоунли, а также ЭК-сканирования или АК-сканирования по всему разрезу проектных скважин предусматривается для целей геомеханического моделирования.

Общие геофизические исследования и постоянная часть детальных исследований выполняются в обязательном порядке и в полном объеме. Изменяемая часть детальных исследований определяется конкретной геолого-технологической ситуацией в скважине и составляется по согласованию недропользователя с производителем геофизических работ.

С целью контроля за процессом бурения, оперативной оценки фильтрационно-емкостных свойств вскрываемых пород и характера их насыщенности во всем интервале скважины предусматривается проведение геолого-технологических (ГТИ) и геохимических (газовый каротаж) исследований.

С целью повышения эффективности газового каротажа необходимо неукоснительное соблюдение требований РД 153-39.0-069-01 и ГОСТ Р 53375-2009. Рекомендуется обеспечение унификации системы «дегазатор-транспортная линия-газоанализатор» по всем станциям ГТИ на месторождении. В качестве дегазатора рекомендуется использовать устройства с высоким коэффициентом дегазации бурового раствора активного типа с перемешивающим устройством в соответствии с международным стандартом QGM во взрывозащищенном исполнении, как наиболее доступных. Использование пассивных дегазаторов запрещено. Контроль степени дегазации выполнять с использованием систем термовакуумной дегазации (ТВД). В качестве газоаналитических систем рекомендуется использование быстросейсмических масспектрометров типа ЭМГ-20-7.

При бурении скважин на РУО (РНО) для повышения эффективности газового каротажа рекомендуется использовать системы, аналогичные системе FLAIR, которая содержит две экстракционных (дегазационных) установки FLEX, располагаемые на отводящей (на входе в скважину) и приемной (на выходе из скважины) линиях. Система анализа FLAIR сравнивает два потока газа для введения поправок за рециркулирующий газ, не выделенный системой дегазации бурового раствора на выходе из скважины [35].

С целью уточнения пространственного положения разрывных нарушений, прогноза зон и участков улучшенных коллекторов, обусловленных трещиноватостью, а также более эффективного комплексирования материалов бурения с данными сейсморазведки во всех скважинах, расположенных вблизи сейсмопрофилей проектируется проведение непродольного ВСП.

В наклонно-направленных стволах скважин в открытом стволе следует проводить только газовый каротаж совместно с ГТИ и каротаж в процессе бурения LWD (ГК, ИКЗ, ГГК-П (ГГК-ЛП), имидж ГГК-П, ННК-Т, кавернометрия, АКШ кросс-дипольный, ЭК-сканирование, СГК, инклинометрия).

Общие и детальные исследования рекомендуется не проводить для уменьшения временных и материальных затрат, а также уменьшения рисков осложнений в наклонных участках ствола скважин.

Для вертикальных участков ствола скважин привязка интервалов отбора керна, интервалов опробований и испытаний пластов к геологическому разрезу, а также уточнение положения текущего забоя относительно стратиграфических реперов осуществляется с использованием методов ПС, ГК, НК, БК (или ИК) и профилометрии.

В наклонно-направленных и горизонтальных участках ствола скважин привязка положения текущего забоя к геологическому разрезу проводится через каждые 50-70 метров проходки с помощью привязочного каротажа, включающего в себя методы ГК, БК, ПС. Последний привязочный каротаж выполняют за 30-40 метров до вскрытия бурением продуктивного пласта.

Методы БК и ПС не используются для привязки в случае заполнения скважины непроводящим буровым раствором.

С целью определения состояния обсадных колонн, качества их цементирования и высоты подъема цемента за колоннами в обязательном порядке необходимо проводить следующие методы: ГК, НК, ЛМ, АКЦ, ГГК-Ц (или ГГДТ), термометрию ОЦК. Исследования термометрией для определения высоты подъема цемента (отбивка головы цемента) ведут в первые 24 часа после окончания цементирования. ЛМ, АКЦ, ГГК-Ц (или ГГДТ) выполняют спустя 16-24 часа по окончании цементирования, после полного схватывания цемента и разбуривания стоп-кольца. Гамма-каротаж (ГК) используется для

привязки данных к разрезу скважины. Привязку интервала перфорации к глубине обеспечивают методами ЛМ, ГК и/или НК.

Определение фактического положения интервала перфорации является обязательным во всех случаях, кроме спуска перфоратора на НКТ. Контроль положения интервала перфорации необходимо осуществлять с помощью ЛМ, термометрии и ГК. При проведении дострелов и уплотнении перфорации определение фактического положения дострелянного интервала устанавливать по результатам термометрии и АК-сканирования. Исследования по контролю интервалов перфорации проводятся непосредственно после ее завершения.

Для контроля за поинтервальными испытаниями в скважинах предусмотрен комплекс методов: ГК, НК, ЛМ, ВТ (высокочувствительная термометрия), БМ (барометрия), ВМ (влажнометрия), СТД (скважинная термокондуктивная дебитометрия), спектральная шумометрия, резистивиметрия (в случае, если НКТ не перекрывают интервал перфорации).

Рекомендуемый комплекс ГИС может быть выполнен как отечественными геофизическими приборами, так и их зарубежными аналогами.

Комплекс геофизических исследований в скважинах, а также интервальность ГИС определяются конструкцией проектных скважин и должны строго соответствовать требованиям РД 153-39.0-072-01 [24] и ГОСТ Р 53709-2009 [3].

Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований в поисково-оценочных и разведочных скважинах, пробуренных с целью изучения отложений коньяк-кампанского возраста Западно-Сибирской НГП, приведён в таблице (Табл. 6.1).

Запись любого вида каротажа ведётся цифровой аппаратурой с шагом дискретизации 0,1 м и меньше.

Общие исследования выполняют по завершению бурения интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, промежуточной и эксплуатационной колоннами, хвостовиком. В глубоких скважинах исследования выполняют в интервалах, не превышающих 1000 м.

Таблица 6.1

Комплекс промыслово-геофизических исследований в поисково-оценочных и разведочных скважинах, пробуренных с целью изучения отложений коньяк-кампанского возраста
Западно-Сибирской НГП

<i>Вертикальный пилотный ствол (с углом наклона менее 45°)</i>	
<i>В открытом стволе:</i>	
Общие исследования:	
ПС ¹⁾	По всему стволу
КС (А2М0.5N, N6М0.5А или N11М0.5А) ¹⁾	По всему стволу
БК ¹⁾	По всему стволу
ИКЗ	По всему стволу
ВИКИЗ	По всему стволу
ГК	По всему стволу
2ННК-Т	По всему стволу
Азимутальный кросс-дипольный акустический каротаж ⁴⁾	По всему стволу
ГГК-П	По всему стволу
Термометрия	По всему стволу
Профилеметрия	По всему стволу
Инклинометрия	По всему стволу
Резистивиметрия ¹⁾	По всему стволу
Газовый каротаж+ГТИ	По всему стволу
ЭК-сканирование или АК-сканирование ^{4) 5)}	По всему стволу
<i>Постоянная часть детальных исследований:</i>	
БКЗ ¹⁾	В интервале продуктивных и перспективных отложений
БМК ¹⁾	В интервале продуктивных и перспективных отложений
МК ¹⁾	В интервале продуктивных и перспективных отложений
ЯМК	В интервале продуктивных и перспективных отложений
СГК	В интервале продуктивных и перспективных отложений
ГГК-ЛП	В интервале продуктивных и перспективных отложений
ИНГКС	В интервале продуктивных и перспективных отложений
<i>Изменяемая часть детальных исследований:</i> (по согласованию недропользователя и производителя геофизических работ)	
ГДК, ОПК	В интервале продуктивных и перспективных отложений
ИПТ	В интервале продуктивных и перспективных отложений
ММНК	В интервале продуктивных и перспективных отложений
МВДК (Многочастотное диэлектрическое зондирование)	В интервале продуктивных и перспективных отложений
<i>В колонне:</i>	
ГК, НК	В интервале спуска и цементации колонны
Термометрия ОЦК ²⁾	В интервале спуска и цементации колонны
ЛМ ³⁾	В интервале спуска и цементации колонны
АКЦ ³⁾	В интервале спуска и цементации колонны
ГГК-Ц (или ГГДТ) ³⁾	В интервале спуска и цементации колонны

<i>Наклонно-направленный ствол (с углом наклона более 45°)</i>	
<i>В открытом стволе:</i>	
<i>Общие исследования:</i>	
Газовый каротаж+ГТИ	По всему стволу
<i>Каротаж в процессе бурения:</i>	
LWD: ГК, ИКЗ, ГГК-П (ГГК-ЛП), имидж ГГК-П, ННК-Т, кавернометрия, АКШ кросс- дипольный, ЭК-сканирование, СГК, инклинометрия	По всему стволу
<i>В колонне:</i>	
ГК, НК	В интервале спуска и цементажа колонны
Термометрия ОЦК ²⁾	В интервале спуска и цементажа колонны
ЛМ ³⁾	В интервале спуска и цементажа колонны
АКЦ ³⁾	В интервале спуска и цементажа колонны
ГГК-Ц (или ГГДТ) ³⁾	В интервале спуска и цементажа колонны
<i>Геофизическое сопровождение испытания скважины:</i>	
ГК, НК, ЛМ, ВТ, БМ, ВМ, STD (скважинная термокондуктивная дебитометрия), спектральная шумометрия, резистивиметрия	В интервалах испытания + 50 м выше и ниже интервала перфорации
¹⁾ Методы, исключаемые из комплекса ГИС при заполнении скважины непроводящей жидкостью (ИБР, ВИЭР, нефть) ²⁾ Выполняется в первые 24 часа после окончания цементирования ³⁾ Выполняют спустя 16-24 часа после затвердевания цемента ⁴⁾ Выполняется для целей геомеханического моделирования ⁵⁾ Выполняется в стволах скважин диаметром не более 327 мм	

Детальные исследования выполняют по завершению бурения перспективного или продуктивного интервала. Интервал исследований не должен превышать 400 м.

Детальные исследования в вертикальном пилотном стволе скважины необходимо выполнять в минимальный срок (не более 5 суток) после проходки бурением продуктивного (перспективного) интервала. Большие промежутки времени между вскрытием продуктивных отложений бурением и проведением детальных геофизических исследований приводят к формированию глубоких зон проникновения фильтрата бурового раствора в породы-коллекторы, а иногда и к кольтации (загрязнению) их прискважинной части. Всё это ведёт к искажению истинных свойств пород-коллекторов, что в свою очередь приводит к снижению эффективности комплекса ГИС и достоверности определения параметров коллекторов по материалам ГИС.

Очередность проведения отдельных видов ГИС определяется условиями в скважине, а также требованиями количественной интерпретации данных. Прежде всего выполняют электрические виды исследований, затем проводят АК, ГК, НК, ГГКП, профилометрию, инклинометрию. Завершают ГИРС испытанием пластов (ОПК, ИПТ), гидродинамическими исследованиями (ГДК) и отбором образцов пород керноотборником на кабеле.

ГИС в открытом стволе выполняют при заполнении его той жидкостью, на которой проводилось бурение. При изменении свойств ПЖ (особенно минерализации) по технологическим причинам отдельные виды электрического каротажа (БМК, БК) выполняют до и после изменения свойств ПЖ.

6.2. Опыт и рекомендации по выделению коллекторов, определению эффективных газонасыщенных толщин

6.2.1 Прямые качественные признаки коллекторов

Коллекторами газа в интервале берёзовской свиты являются низкопроницаемые (до $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), высокопористые (до 0,50 д.ед.) разности глино-силицитов с различным составом кремнезёма. Породы относятся к категории трещинно-поровых коллекторов. Трещинная составляющая силицитов (на примере Медвежьего месторождения) не превышает 5% (в среднем 3 %) от общей ёмкости порового пространства.

В качестве признаков проникновения фильтрата бурового раствора (ФБР) в пласт по данным ГИС рекомендуется рассматривать:

- сужение диаметра скважин, зафиксированное по показаниям кавернометрии, вследствие образования глинистой корки. Формирование этого признака ограничено низкой проницаемостью силицитов, а также характером взаимодействия породы и фильтрата растворов различной рецептуры. Пресные фильтраты глинистых растворов на водной основе блокируют фильтрацию в пласт, по причине разбухания минералов группы смектитов. Фильтрат РУО проникает в пласт, однако сужения диаметра также не отмечается вследствие низкого содержания пелитовой фракции в составе растворов;
- приращение показаний потенциал зонда над градиент зондом по микрокаротажному зондированию (МКЗ), вследствие образования глинистой корки, отличной по электрическим свойствам от полностью промытой части пласта. Для данного признака ограничения те же, что и для сужения диаметра скважины;
- изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам, позволяющим фиксировать формирование и расформирование зоны проникновения. Наибольшее распространение имеет методика временных замеров различных видов нейтронного каротажа. В случае низкопроницаемых силицитов потребуется значительный промежуток времени для расформирования зоны проникновения, что приведёт к дополнительным издержкам при строительстве (исследовании) скважин;
- радиальный градиент физических свойств пласта, зафиксированный по показаниям зондов с различным радиусом исследования. Наибольшее распространение имеет вариант реализации данного признака с привлечением удельного электрического сопротивления (УЭС) по данным высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), индукционного каротажного зондирования (ИКЗ), многозондового бокового каротажа (БК) или группы зондов БМК и БК. В случае применения растворов на водной основе радиальный градиент УЭС отсутствует по уже обозначенной причине – разбухание смектитов и блокировка порового пространства. В свою очередь, фильтрат РУО является диэлектриком, как и свободный газ, который он замещает при проникновении в пласт. Поэтому сформированные зоны проникновения по характеристике УЭС практически не отличаются от незатронутой части пласта, что приводит к отсутствию радиального градиента на диаграммах разноглубинных электрических зондов.

Таким образом, проницаемые интервалы в разрезе силицитовых толщ не отмечаются по прямым качественным признакам, характерным для традиционных гранулярных коллекторов.

В скважинах на РУО, по данным ЯМК для части прослоев в интервале берёзовской свиты на распределении продольной релаксации T_2 фиксируется дополнительная (вторая) мода, как это показано на рисунке (Рис. 6.1). Физической предпосылкой данного эффекта

является повышенное время релаксации T_2 керосина относительно капиллярной воды, из чего следует, что там, где данная мода присутствует, имеет место факт проникновения фильтрата в пласт.

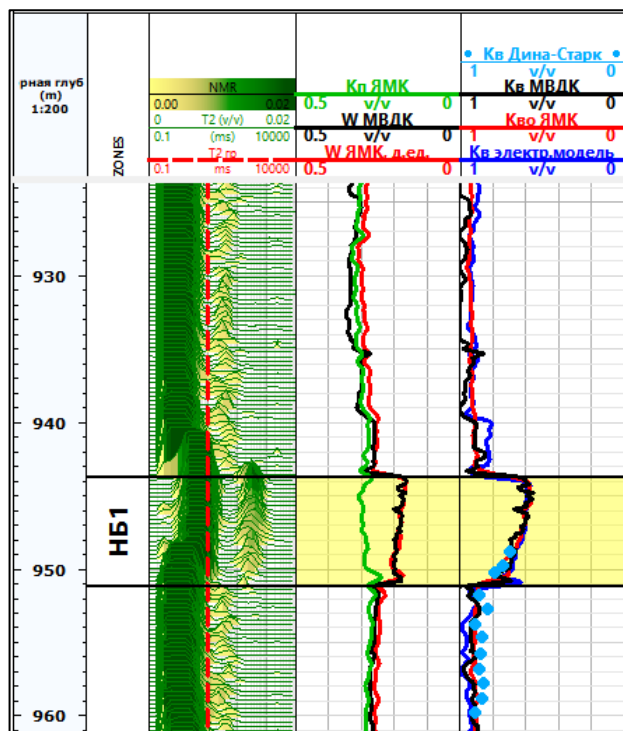


Рисунок 6.1 Пример определения границ залегания коллектора по прямым качественным признакам в интервале пласта НБ₁ Харампурского месторождения

При бурении скважин на РУО наличие второй моды на спектре спин-решеточной релаксации T_2 – это прямой качественный признак коллектора.

Схожий эффект наблюдается на диаграммах многочастотного волнового диэлектрического каротажа (МВДК). Диэлектрический каротаж позволяет определить объёмную водонасыщенность горной породы W_v ($K_p \cdot K_v$) на небольшом удалении от стенки скважины. При этом, в отличие от метода ЯМК, фильтрат РУО (керосин, дизтопливо) и остаточный газ не влияют на показания МВДК, по причине их низкой диэлектрической проницаемости относительно воды. В этом случае, разница между объёмными водонасыщенностями, определёнными по данным ЯМК и МВДК, как показано на рисунке (Рис. 6.1), свидетельствует о проникновении фильтрата в пласт.

6.2.2 Количественные критерии выделения коллекторов

Методы ЯМК и МВДК являются частью комплекса детальных промыслово-геофизических исследований.

Предлагается два варианта реализации статистического способа оценки граничных критериев. При использовании каждого из способов в качестве граничного петрофизического параметра применяется коэффициент эффективной пористости ($K_{п.эф}$), связанный с общей пористостью и газонасыщенностью выражением:

$$K_{п.эф} = K_{п} \cdot K_r = K_{п} \cdot (1 - K_{во}), \quad (6.1)$$

При этом коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) необходимо принимать как коэффициент естественной (сохранённой) водонасыщенности (K_v), определённый по результатам исследования изолированного керна экстракционно-дистилляционным методом,

поскольку в интервале берёзовской свиты притоков пластовой (свободной) воды не зафиксировано.

Для коэффициента $K_{п.эф}$, определённого на керне в атмосферных условиях, необходимо учитывать эффект объёмного расширения при извлечении керна. Для этого применяется следующее выражение:

$$K_{п.эф(пл.усл.)} = K_{п} \cdot \left(\beta - K_v \cdot \left(\frac{1 - \beta \cdot K_{п}}{1 - K_{п}} \right) \right), \quad (6.2)$$

где β – коэффициент, характеризующий влияние пластовых условий на пористость пород. Коэффициент β рассчитывается по формуле:

$$\beta = K_{п(пл.усл.)} / K_{п} \quad (6.3)$$

где $K_{п(пл.усл.)}$ – коэффициент пористости, определённый в термобарических условиях максимально приближенных к пластовым. Для примера, в отложениях нижеберёзовской подсвиты Медвежьего месторождения коэффициент β равен 0,97 при эффективном давлении 11,2 МПа и температуре 25°C.

Статистический способ на основе результатов ЯМК, МВДК.

Способ основан на анализе данных двух выборок: «коллектор» и «неколлектор». Выборки представляют собой наборы пластопересечений, охарактеризованные информацией об эффективной пористости по керну, относительно которых отмечаются или отсутствуют прямые признаки коллектора по ЯМК или комплексу ЯМК-МВДК.

Далее на основе сформированных выборок строятся сопоставления интегральных распределений $K_{п.эф}$ с учётом литологической характеристики (типизации) объекта (Рис.6.2).

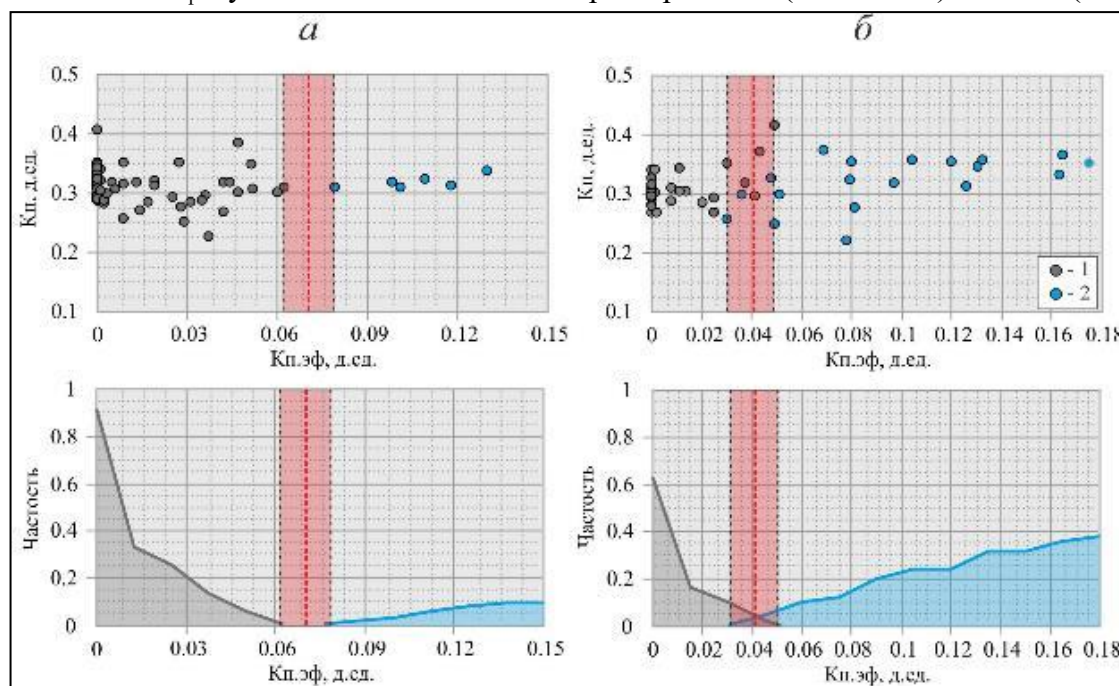


Рисунок 6.2 Пример сопоставления коэффициентов общей и эффективной пористости (верхние графики) и кумулятивные кривые распределения коэффициента эффективной пористости (нижние графики) в интервале верхнеберёзовской (а) и нижеберёзовской (б) подсвит Харампурского м-я.

Граничное значение эффективной пористости для разграничения коллекторов и неколлекторов на примере Харампурского месторождения составит: для верхнеберёзовской

подсветы – условно 0,071 д.ед., для нижеберёзовской подсветы – условно 0,042 д.ед. (требуется дальнейшее изучение и уточнение).

Статистический способ на основе результатов испытаний пластов.

Способ базируется на интегрированном анализе петрофизической и геолого-промысловой информации. Для этого формируются статистические выборки, принципы формирования которых следующие:

- к выборке «неколлектор» необходимо относить значения $K_{п.эф}$, определённые на керне вмещающих глин и заглинизированных литотипов переходных зон («явные неколлекторы»), а также значения $K_{п.эф}$, определённые по ГИС в интервалах, при опробовании которых двухпакерным испытателем пластов с доставкой на трубах (далее – ИПТ) приток флюида не получен («сухие» интервалы);
- к выборке «коллектор» необходимо относить значения $K_{п.эф}$, определённые по ГИС в интервалах, при опробовании которых методом ИПТ получен приток флюида: газа, ФБР, либо их смесь.

В условиях низкопроницаемых пород-коллекторов опробование пластов рекомендуется проводить посредством метода ИПТ с двухпакерной системой изоляции интервала испытания. Прижимные модули (по типу ОПК-ГДК) не всегда способны обеспечить депрессию на пласт, достаточную для вызова притока, в связи с чем, результаты ОПК-ГДК не рекомендуется использовать для формирования выборок при статистическом способе оценки граничных критериев коллекторов. По данным методов ГИС параметр $K_{п.эф}$ рассчитывается в виде непрерывной кривой, исходя из выражения (6.2) с учётом петрофизических зависимостей для оценки пористости и газонасыщенности.

На рисунке (Рис.6.3) представлен графический пример оценки граничных критериев коллекторов Медвежьего месторождения посредством статистического способа. Максимальное значение $K_{п.эф}$ в выборке «неколлектор» составляет 0,047 д.ед., минимальное значение в выборке «коллектор» – 0,043 д.ед. В качестве граничного принимается среднее значение между обозначенными максимумом и минимумом.

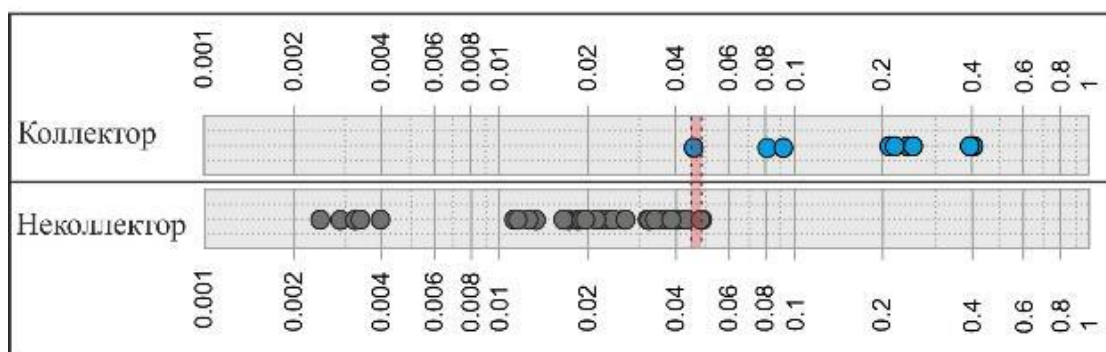


Рисунок 6.3 Распределение эффективной пористости пластов-коллекторов и неколлекторов в пластовых условиях по результатам опробования пластов и анализа изолированного керна Медвежьего месторождения

В случае силицитов Медвежьего месторождения, граничное значение параметра $K_{п.эф}$ составляет 0,045 д.ед. в пластовых условиях.

По мере накопления информации граничные критерии коллекторов необходимо уточнять и дифференцировать в зависимости от принятой литологической типизации силицитов.

6.2.3 Рекомендации по литологическому расчленению разрезов скважин, обоснование литологической типизации глинистых силицитов

Ввиду низкой степени региональной литолого-петрофизической изученности объекта, обоснование литологической типизации пород рекомендуется производить по результатам специальных исследований керна, отобранного, как минимум, из двух базовых скважин в рамках отдельной площади (месторождения).

В качестве критериев дифференциации литотипов внутри основных типов ЛТ1 и ЛТ2 применяются граничные значения суммарного содержания глинистых минералов и ОКТ-фазы соответственно.

Данная рекомендация исходит из анализа результатов лабораторного изучения керна, который выявил тесные взаимосвязи между минеральным составом и ФЕС силицитов. Уставлено, что глинистость контролирует плотность (пористость) глино-кварцевых силицитов, а содержание ОКТ-фазы предопределяет структуру пустотного пространства матрицы и характеристику распределения связанной воды в глино-ОКТ-кварцевых силицитах.

На примере Медвежьего месторождения, основные типы силицитов (ЛТ1 и ЛТ2) детализированы на литотипы по следующим критериям:

- ЛТ1-1 – содержание ОКТ-фазы более 30%;
- ЛТ1-2 – содержание ОКТ-фазы менее 30%;
- ЛТ2-1 – содержание глинистых минералов менее 40%;
- ЛТ2-2 – содержание глинистых минералов от 40 до 50%.

При обосновании литологической типизации необходимо привлекать материалы ГИС и контролировать дифференциацию пород по данным методов, чувствительных к изменению литологической характеристики разреза, а именно, по графикам сопоставления показаний методов ГК, НК, ГГК-П и АК, как показано на рисунке (Рис. 6.4). При этом области точек, характеризующие различные литотипы, должны формировать чёткие контуры и иметь минимальное наложение.

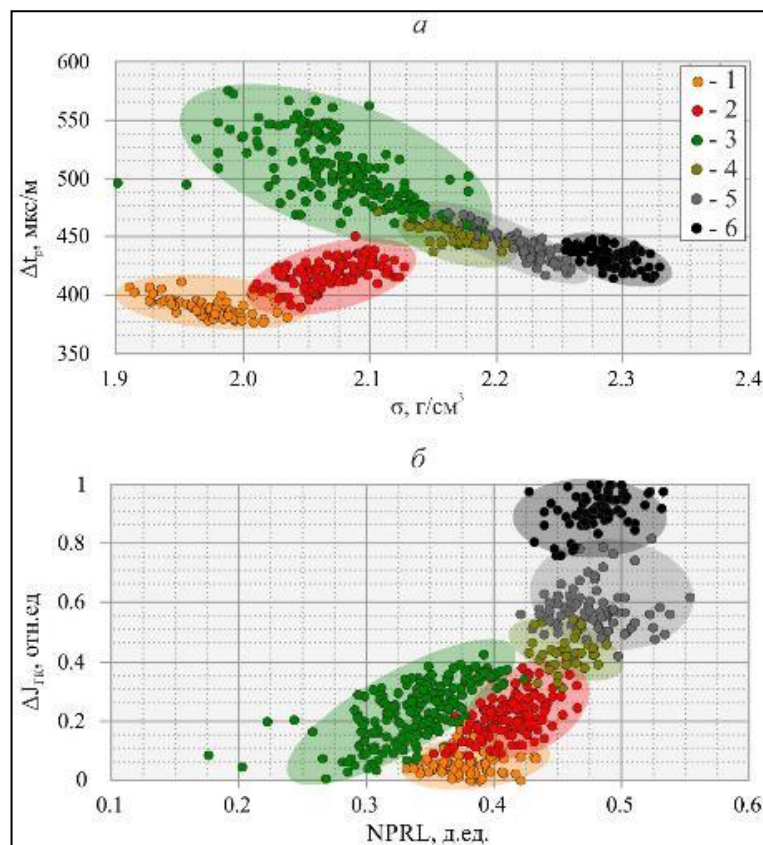
Литотипы, не относящиеся к коллекторам, могут не участвовать в построении зависимостей. Например, литотип ЛТ2-2 на Медвежьем месторождении относится к неколлекторам по причине высокого содержания глинистых минералов.

6.2.4 Рекомендации по оценке коэффициента пористости по данным ГИС

6.2.4.1 Рекомендации по подготовке исходных данных для построения петрофизических зависимостей.

Зависимости типа «кern-кern».

При формировании статической выборки для построения петрофизических связей типа «кern-кern» необходимо руководствоваться методическими принципами, описанными в пункте 5.2.1 «Методических рекомендаций по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом», 2003г. (далее – Методические рекомендации по подсчёту запасов).



Условные обозначения: 1 - ЛТ1-1, 2 - ЛТ1-2; 3 - ЛТ2-1, 4 - ЛТ2-2; 5, 6 - вмещающие глины верхнеберёзовской подсвиты и кузнецовской свиты, соответственно.

Рисунок 6.4 Пример контроля результатов литологической типизации силицитов Медвежьего месторождения посредством парного сопоставления показаний методов АК-ГТК-П (а) и ГТ-НК (б)

Зависимости типа «керна-ГИС»

Отложения берёзовской свиты характеризуются непостоянством структурно-литологической характеристики. Фильтрационно-емкостные свойства силицитов могут в значительной степени различаться в масштабе нескольких сантиметров. При этом методы ГИС не обладают достаточной разрешающей способностью для того, чтобы корректно фиксировать такие частые и резкие смены литолого-петрофизических свойств разреза.

Для того, чтобы согласовать информацию по лабораторному изучению керна и материалы ГИС, рекомендуется формировать статистические выборки по пластопересечениям толщиной 0,4 м, что соответствуют минимальному значению вертикальной разрешающей способности методов ГИС. При этом необходимо соблюдать следующие требования:

- регистрация данных ГИС с шагом квантования не менее 0,1 м;
- обеспечение максимального выноса керна (не менее 90%);
- обеспечение плотности исследований не менее 2-3 образцов на один метр вынесенного керна (1 образец на пластопересечение толщиной 0,4 м).

6.2.4.2 Оценка коэффициента пористости по данным ядерно-магнитного каротажа

Использование ЯМР для определения пористости горных пород базируется на возможности прямой индикации водородосодержания поровых флюидов (воды, нефти, газа), находящихся непосредственно в поровом пространстве. При ЯМР-исследованиях порового

пространства горных пород измеряется реакция намагниченности порового флюида на резонансное воздействие, вызывающее прецессию ядер водорода в магнитном поле.

Измеряемыми величинами являются амплитуда, и характер изменения во времени сигнала ядерной намагниченности порового флюида в породе. Амплитуда сигнала пропорциональна объёмному водородосодержанию. При этом к моменту начала измерения релаксация водорода, входящего в состав твердой фазы, завершается, и он не вносит вклада в сигнал, поэтому ЯМК характеризует водородосодержание только флюида (фильтрата, воды, нефти, газа) в пустотном пространстве породы, которое по данным калибровки может быть пересчитано в коэффициент пористости.

В интервале берёзовской свиты при определении коэффициента пористости по данным ЯМК не требуется учитывать содержание ОКТ-фазы и содержание других минералов. Кремнезём и вода, содержащаяся в составе кристаллической решётки опала, не имеет отклика в показаниях ЯМК.

В случае использования ЯМК для определения коэффициента пористости необходимо учитывать только содержание остаточного газа в зоне проникновения, так как его водородный индекс значительно отличается от водородосодержания воды.

6.2.4.3 Оценка коэффициента пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа

Коэффициент общей пористости горных пород (K_p) линейно зависит от объёмной плотности ($\sigma_{об}$) и связан соотношением:

$$K_p = \frac{\sigma_{мин} - \sigma_{об}}{\sigma_{мин} - \sigma_{ф}}, \quad (6.4)$$

где $\sigma_{ф}$ (г/см³) – плотность флюида, заполняющего поровое пространство (зачастую параметр принимается равным единице),

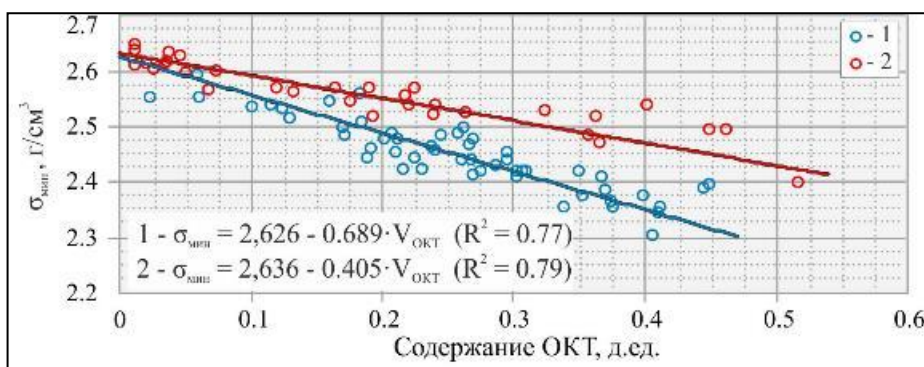
$\sigma_{мин}$ (г/см³) – плотность матрицы породы, зависящая от минерального состава.

Учитывая литолого-минералогическую неоднородность отложений берёзовской свиты, оценку пористости по данным ГГК-П необходимо проводить с учётом литологической типизации силицитов.

Для *глино-ОКТ-кварцевых силицитов (ЛТ1)* значение $\sigma_{мин}$ изменяется в широком диапазоне в зависимости от доли ОКТ-фазы в общем минеральном составе породы и от соотношения отдельно опала, кристобалита и тридимита внутри группы. Данные минералы являются генетическими разновидностями кремнезёма с различной степенью гидратации и кристаллизации, за счёт чего значительно отличаются по физическим характеристикам. Плотность ОКТ-фазы меньше плотности прочих порообразующих минералов и изменяется в диапазоне от 1,95 до 2,25 г/см³. Это приводит к формированию убывающей линейной зависимости $\sigma_{мин}$ от относительного содержания ОКТ-фазы (Рис. 6.5).

Корреляционные уравнения могут значительно отличаться, как показано на рисунке (Рис. 6.5), в зависимости от способа лабораторного определения минералогической плотности, а также аппаратурной и методической базы методов РСА и РФА.

После того, как по данным керна установлена тесная статистическая связь между минералогической плотностью и содержанием ОКТ-фазы, производится построение петрофизических зависимостей типа «керна-ГИС» между $\sigma_{мин}$ и двойным разносным параметром ГК, отражающим естественную радиоактивность пород (ЕРА), либо показаниями нормированных диаграмм ГК в единицах радиоактивности (Рис. 6.6).



Обозначения: 1 – плотность пород определена пикнометрическим методом, содержание ОКТ-фазы – на установке Bruker, 2 – плотность пород определена методом керосинонасыщения, содержание ОКТ-фазы – на установке Дрон 3М.

Рисунок 6.5 Зависимость минералогической плотности от относительного содержания ОКТ-фазы кремнезёма для силицитов Медвежьего месторождения

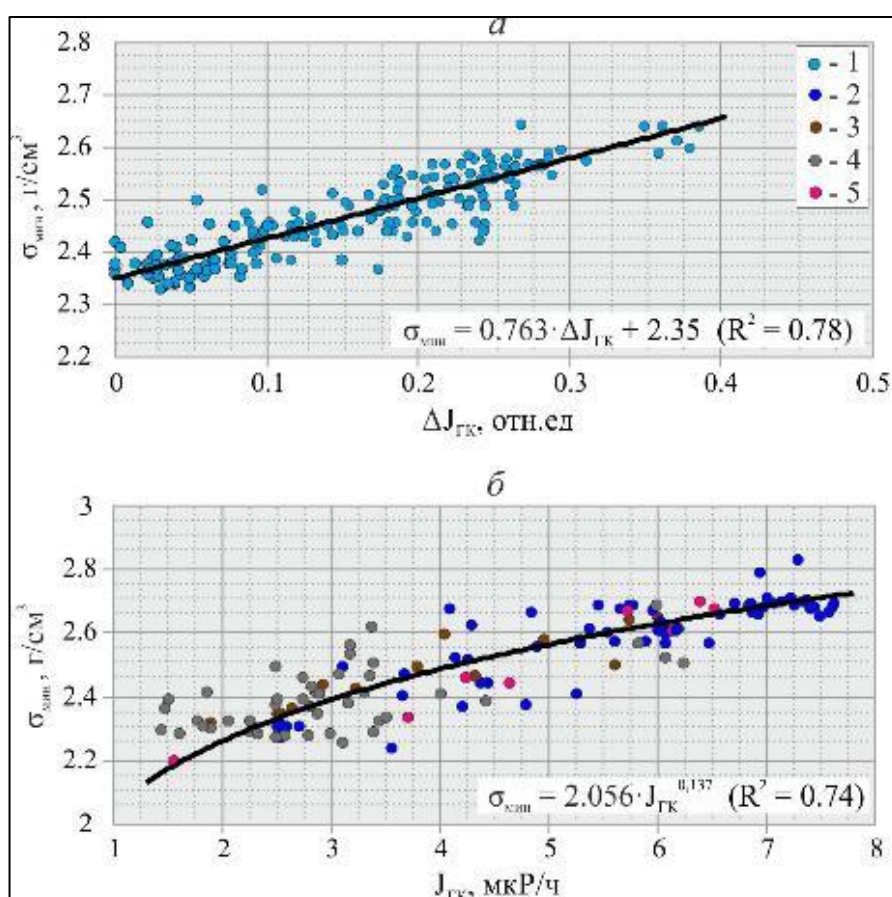


Рисунок 6.6 Зависимость минералогической плотности глино-ОКТ-кварцевых силицитов от двойного разностного параметра ГК (а) и от показаний нормированных диаграмм ГК (б)

Для глино-кварцевых силицитов (ЛТ2) значение $\sigma_{\text{мин}}$ практически не зависит от глинистости, так как средняя плотность основных глинистых минералов составляет $2,67 \text{ г/см}^3$, при этом значение плотности кварца составляет $2,65 \text{ г/см}^3$. Рекомендуется применение прямых петрофизических связей типа «кern-кern» между $K_{\text{п}}$ и объёмной плотностью насыщенных образцов для нивелирования возможного эффекта, связанного с вариативностью плотности монтмориллонита в зависимости от содержания межпакетной воды. Пример зависимости такого типа представлен на рисунке (Рис. 6.7).

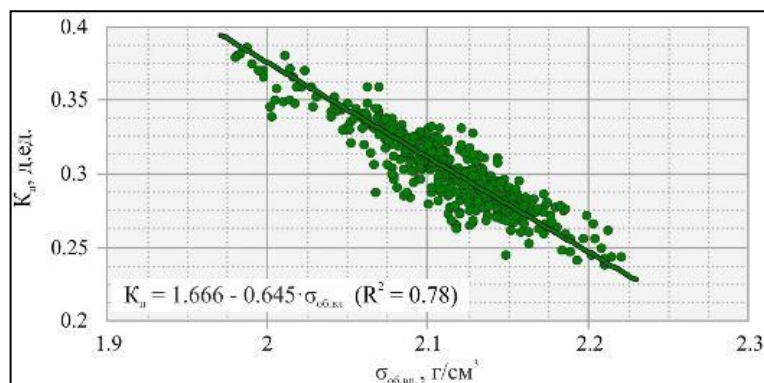


Рисунок 6.7 Зависимость коэффициента открытой пористости от объемной плотности насыщенных образцов для глино-кварцевых силицитов (ЛТ2-1) Медвежьего месторождения

6.2.4.4 Оценка коэффициента пористости по данным нейтронного каротажа

Оценка коэффициента пористости по данным НК производится с учетом литологической типизации литотипов посредством следующего выражения:

$$K_{п} = \frac{w - w_{тф}}{w_{в} - w_{тф}}, \quad (6.5)$$

где, w – суммарное водородосодержание по данным НК, $w_{в}$ – водородосодержание пластовой воды (зачастую параметр принимается равным единице),

$w_{тф}$ – это водородосодержание твёрдой фазы (матрицы породы), данный параметр не является константой и зависит от минерального состава силицитов.

Оценку параметра $w_{тф}$ рекомендуется проводить по данным метода ГК посредством петрофизических зависимостей типа «керна-ГИС» (Рис. 6.8).

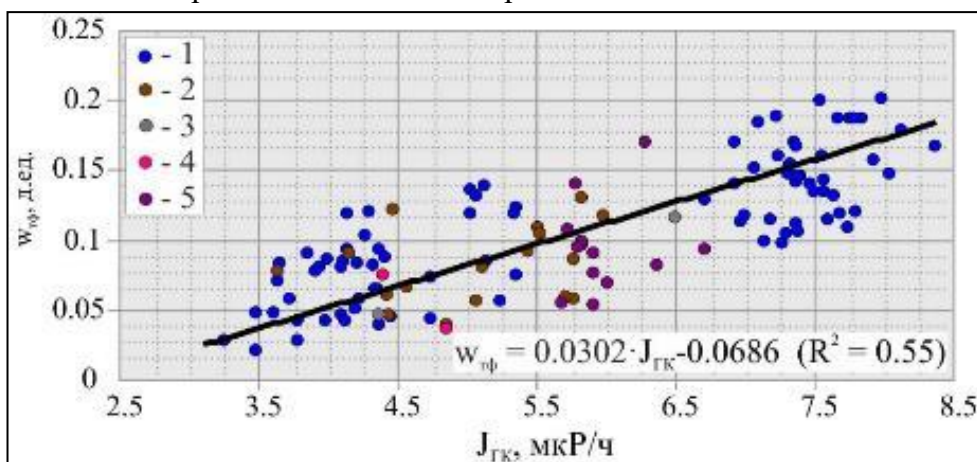
Здесь параметр $w_{тф}$ рассчитывается как разница между общей пористостью и суммарным водородосодержанием горной породы:

$$w_{тф} = w - K_{п}^{кern}, \quad (6.6)$$

где $w_{тф}$ – водородосодержание твердой фазы,

w – суммарное водородосодержание горной породы по данным нейтронного каротажа,

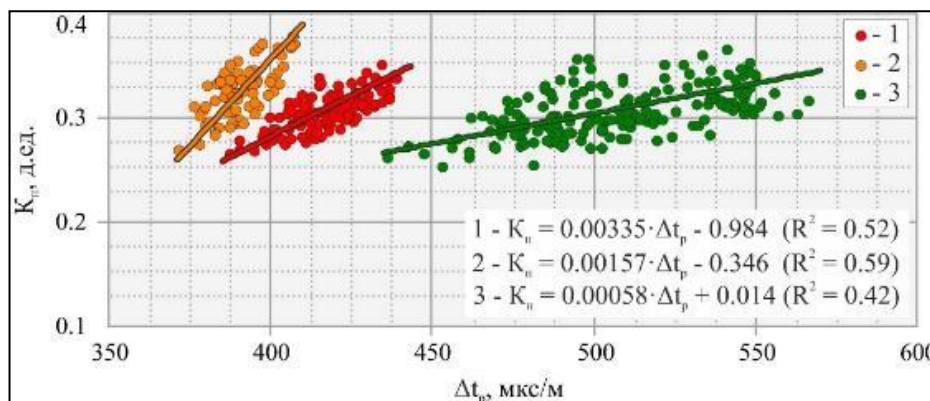
$K_{п}^{кern}$ – общая пористость по данным керна.



Обозначения ЛВ: 1 – Харамтурский, 2 – Русский, 3 – Береговой, 4 – Кынско-Часельский, 5 – Ван-Еганский
Рисунок 6.8 Зависимость водородосодержания твёрдой фазы от ЕРА глино-ОКТ-кварцевых силицитов

6.2.4.5 Оценка коэффициента пористости по данным акустического каротажа

Оценка коэффициента пористости по данным АК производится с учётом литологической типизации литотипов посредством зависимостей типа «керна-ГИС». Пример реализации данного подхода с привлечением интервального времени пробега продольной волны (Δt_p) представлен на рисунке (Рис. 6.9).



Обозначения литотипов: 1 - ЛТ1-1, 2 - ЛТ1-2, 3 - ЛТ2-1

Рисунок 6.9 Взаимосвязь коэффициента открытой пористости с интервальным временем пробега продольной волны для силицитов Медвежьего месторождения

6.2.4.6 Определение результирующего коэффициента пористости

Достоверность определения коэффициента пористости зависит от используемого метода ГИС. Методы по степени достоверности определения коэффициента пористости располагаются в следующем порядке (начиная с наиболее эффективного):

1. Комплексование ядерно-магнитного и гамма-гамма плотностного каротажа. Коэффициент пористости определяется как средняя величина между коэффициентом пористости по ЯМК и ГГК-П или рассчитывается из системы уравнений, решаемой относительно остаточной газонасыщенности.
2. Комплексование гамма-гамма плотностного и нейтронного каротажа. Коэффициент пористости определяется как средняя величина между коэффициентом пористости по НК и ГГК-П с весовыми коэффициентами 1/3 и 2/3 соответственно ($K_{\text{п}} = (K_{\text{пНК}})/3 + 2 \cdot (K_{\text{пГГКп}})/3$) или рассчитывается из системы уравнений, решаемой относительно остаточной газонасыщенности.
3. Коэффициент пористости ГГК-П (рассчитанный по формуле 6.4) и исправленный за остаточный газ в зоне проникновения ФБР.
4. Коэффициент пористости НК (рассчитанный по формуле 6.5) и исправленный за остаточный газ в зоне проникновения ФБР.
5. Коэффициент пористости АК (рассчитанный в разделе 6.2.4.5) и исправленный за остаточный газ в зоне проникновения ФБР.

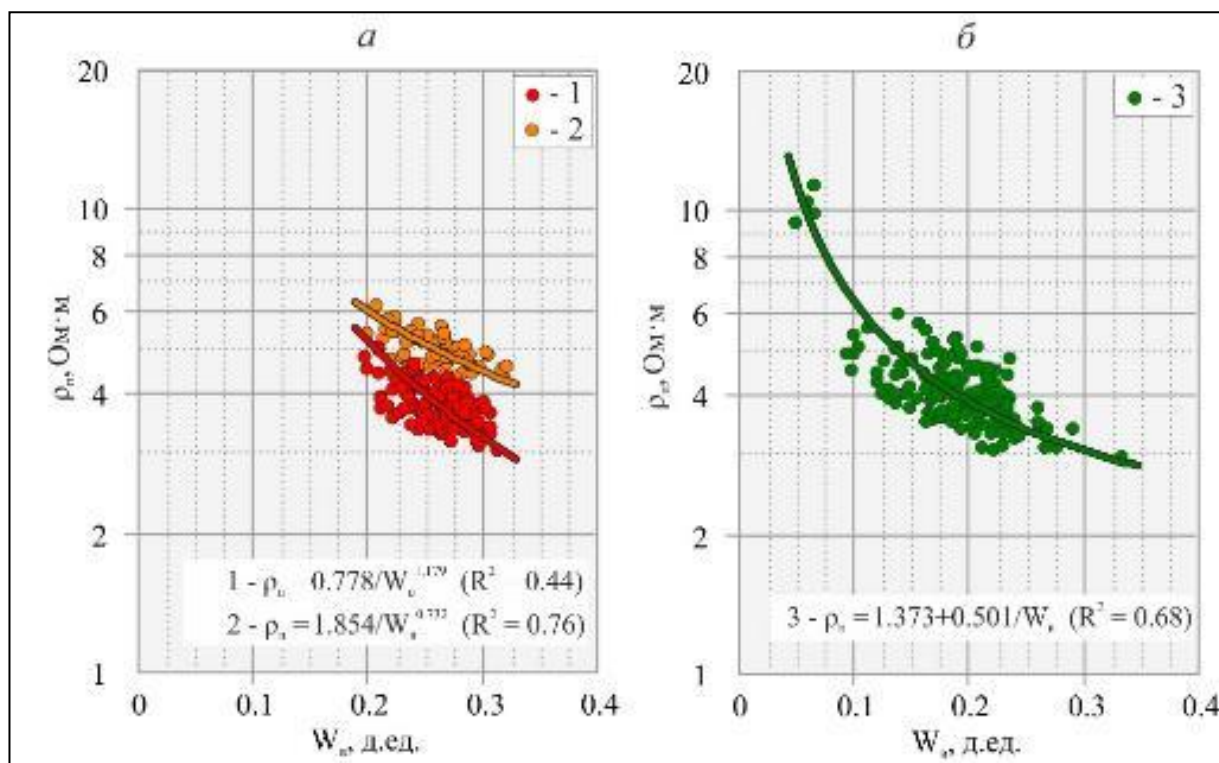
Выбор метода определения коэффициента пористости осуществляется для каждой скважины согласно записанному в ней комплексу ГИС и вышеприведённому списку приоритета. Так, если комплекс ГИС достаточный, в качестве результирующего коэффициента пористости принимается $K_{\text{п}}$ определённый методом комплексования ЯМК и ГГК-П. Если комплекс ГИС недостаточный, то используется следующий метод по списку приоритета.

Если на месторождении существует достаточный объём собственных исследований коэффициента пористости по данным керна (ЯМР на образцах с сохранённым насыщением и донасыщенных керосином), то список может быть изменен согласно новым данным по сопоставлению Кп ГИС и керна.

6.3. Рекомендации по оценке коэффициента газонасыщенности по данным ГИС

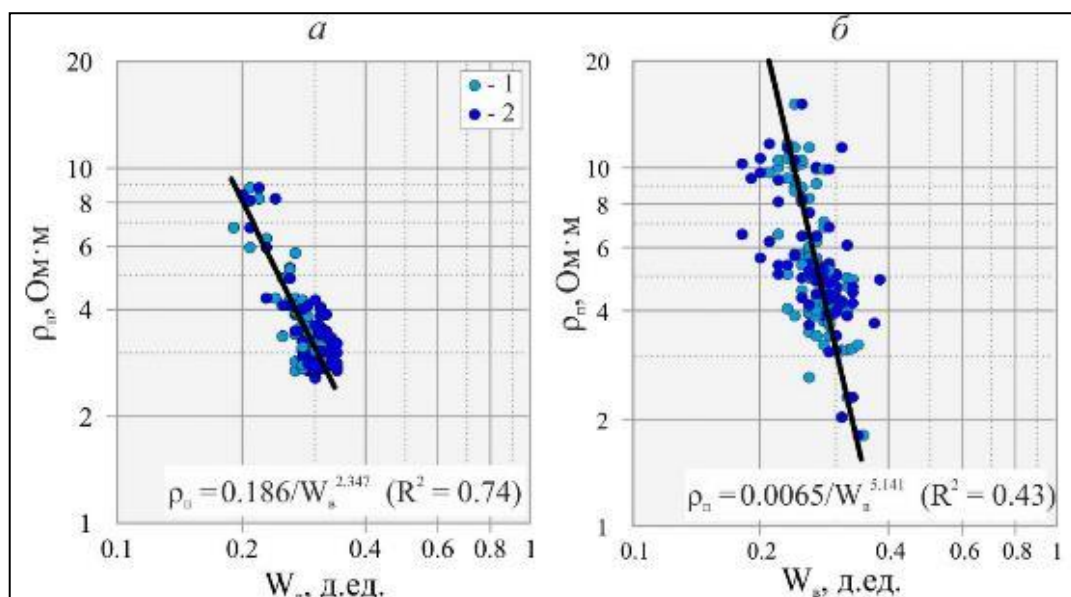
Применение традиционной методики, основанной на системе уравнений Арчи-Дахнова (зависимости вида $P_n=f(K_p)$ и $P_n=f(K_v)$), в случае глинистых силицитов невозможно. Насыщение моделью пластовой воды приводит к набуханию монтмориллонита, разрушению экстрагированных образцов и невозможности проведения стандартных капилляриметрических исследований.

Оценку коэффициента газонасыщенности ($K_g = 1 - K_v$) силицитов берёзовской свиты рекомендуется проводить посредством прямых петрофизических зависимостей типа «керна-ГИС» между УЭС (ρ_n) и объёмной водонасыщенностью ($W_v = K_p \cdot K_v$) пород, определённой в результате лабораторного исследования керна, отобранного на РУО или с помощью изолирующих технологий. Зависимости данного типа могут быть построены с учётом литологической типизации пород индивидуально для каждой площади (месторождения). Пример реализации данного подхода для оценки газонасыщенности силицитов Медвежьего месторождения представлен на рисунке (Рис. 6.10), для Харампурского ЛУ с привлечением результатов исследования керна методом ЯМР – рисунок (Рис. 6.11).



Обозначения литотипов: 1 - ЛТ1-1, 2 - ЛТ1-2, 3 - ЛТ2-1

Рисунок 6.10 Зависимость УЭС от коэффициента объёмной водонасыщенности глино-ОКТ-кварцевых силицитов (а) и глино-кварцевых силицитов (б) Медвежьего месторождения



Обозначения: 1 – результаты исследования изолированного керна, 2 – данные ЯМР
Рисунок 6.11 Зависимость УЭС от объёмной водонасыщенности для пластов ВБ₁-ВБ₂ (а) и НБ₁-НБ₄ (б) Харампурского ЛУ

Подтверждением корректности предлагаемой методики является, представленная на рисунках (Рис. 6.1, 6.12), уверенная сходимость результатов оценки K_v с данными о водонасыщенности по ЯМК, МВДК, сохранённой водонасыщенности полученной на аппарате Дина-Старк и ЯМР на керне в полностью промытой зоне (предельно насыщенной керосином) пробуренных на РУО скважин.

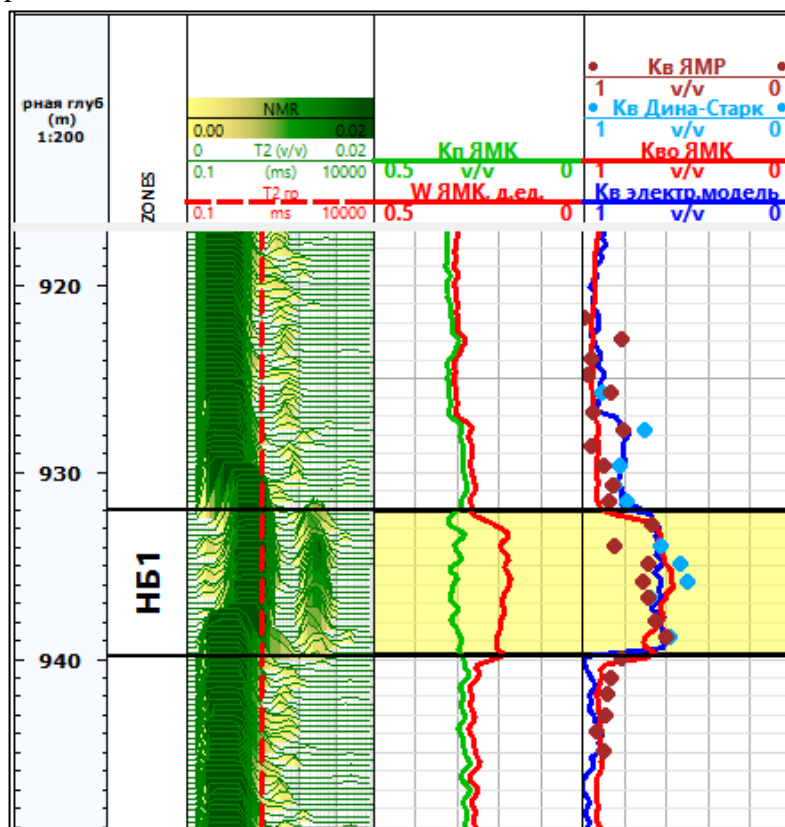


Рисунок 6.12 Фрагмент геолого-геофизического планшета, демонстрирующий сопоставление коэффициента водонасыщенности по различным методикам

В условиях бурения скважина на РУО метод МВДК позволяет без искажений оценить диэлектрическую проницаемость, характеризующую объёмное содержание остаточной воды в полностью промытой зоне пласта, насыщенного керосином.

Информативность метода ЯМК также возрастает при бурении скважин на безводных растворах. Время релаксации фильтрата РУО выше по сравнению с водой, поэтому сигнал от ФБР на гистограмме распределения T_2 , формирует отдельную моду. Временной промежуток между сигналом от пластовой воды и ФБР снижает неопределенность отсечки T_2 , соответственно $K_{во}$, определённое по данным ЯМК, в полностью промытой зоне, в первом приближении (с учётом влияния остаточной газонасыщенности), соответствует естественной водонасыщенности и может использоваться для определения K_r .

На начальном этапе изучения месторождений, при отсутствии исследований на керне с сохранённым насыщением, данные ЯМК и МВДК в скважинах, пробуренных на РУО, могут быть использованы для построения зависимостей УЭС от объёмной водонасыщенности.

6.4. Пример оценки параметров ФЕС с использованием данных ГИС, результатов исследований керна и испытания скважин

В качестве примера на рисунке 6.13 приведен геолого-геофизический планшет двух скважин. Первая скважина пробурена на растворе углеводородной основы (РУО) и включает расширенным комплексом ГИС, в том числе метод ЯМК. Вторая скважина пробурена на растворе водной основы (РВО) и имеет ограниченный комплекс ГИС. Метод ЯМК позволяет достоверно выделить эффективные толщины по наличию дополнительной моды на распределении T_2 , что подтверждается испытанием второй скважины находящейся в непосредственной близости от первой. Дополнительно на планшете приведена кривая эффективной пористости с нанесённым граничным значением, по данным которой видно хорошее соответствие прямых признаков в виде дополнительной моды на T_2 с количественным критерием.

На рисунке 6.14 представлен второй пример, где видно хорошее сопоставление прямых качественных и количественных критериев между собой, и их соответствие испытаниям на кабеле.

Также на рисунках 6.13 и 6.14 приведена кривая пористости, рассчитанная методом комплексирования данных ЯМК и ГГК-П, а точками отмечены лабораторные определения коэффициента пористости на керне. Как видно, коэффициент пористости по данным ГИС хорошо согласуется с коэффициентом пористости по керну, определённым методом ЯМК на образцах с сохранённым насыщением и донасыщенных керосином.

На приведенных планшетах отмечается хорошее сопоставление коэффициента газонасыщенности по электрической модели с коэффициентом водонасыщенности, полученного по данным исследования керна с сохранённым насыщением.

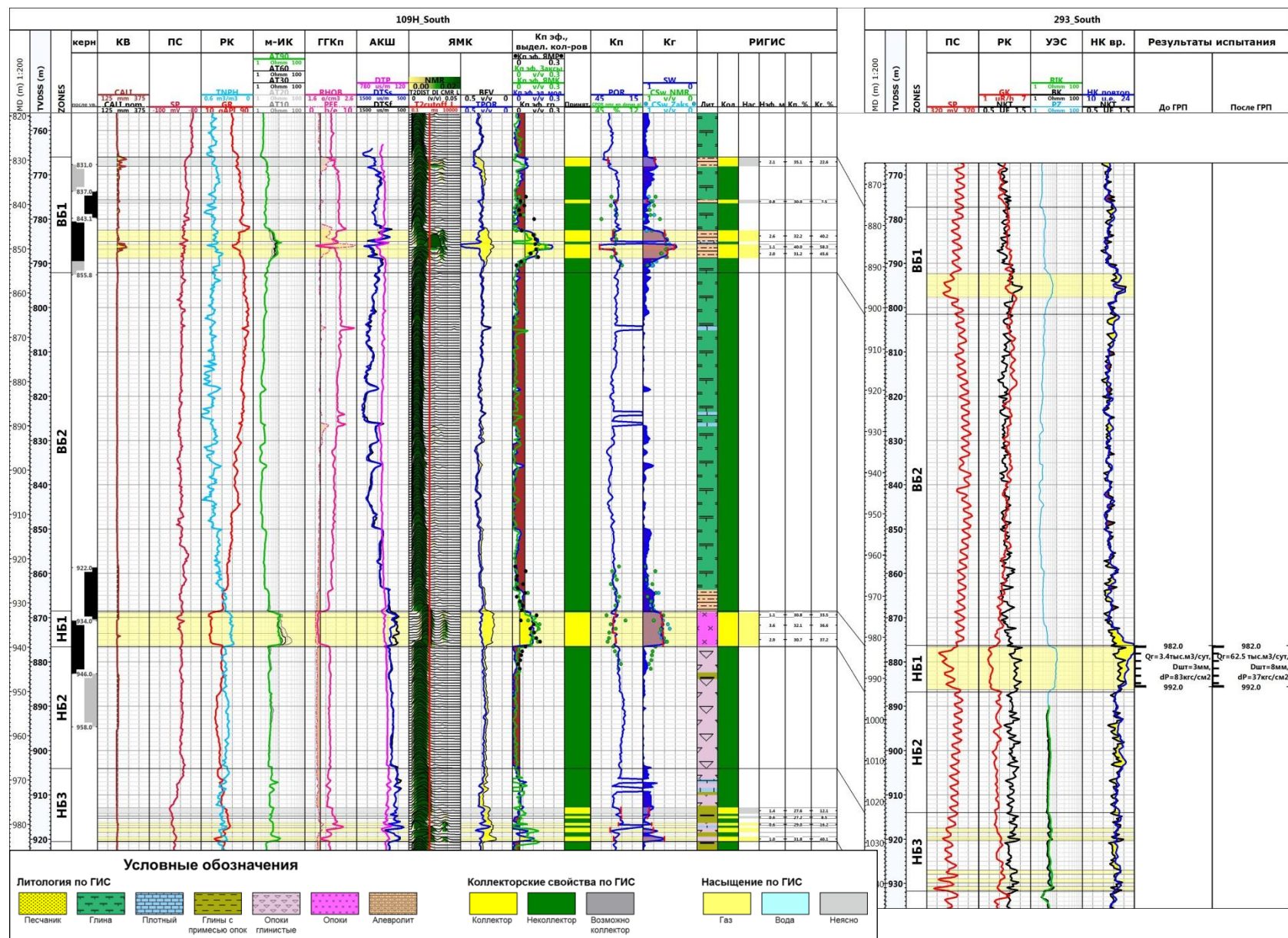


Рисунок 6.13 Геолого-геофизический планшет, демонстрирующий пример интерпретации методов ГИС.

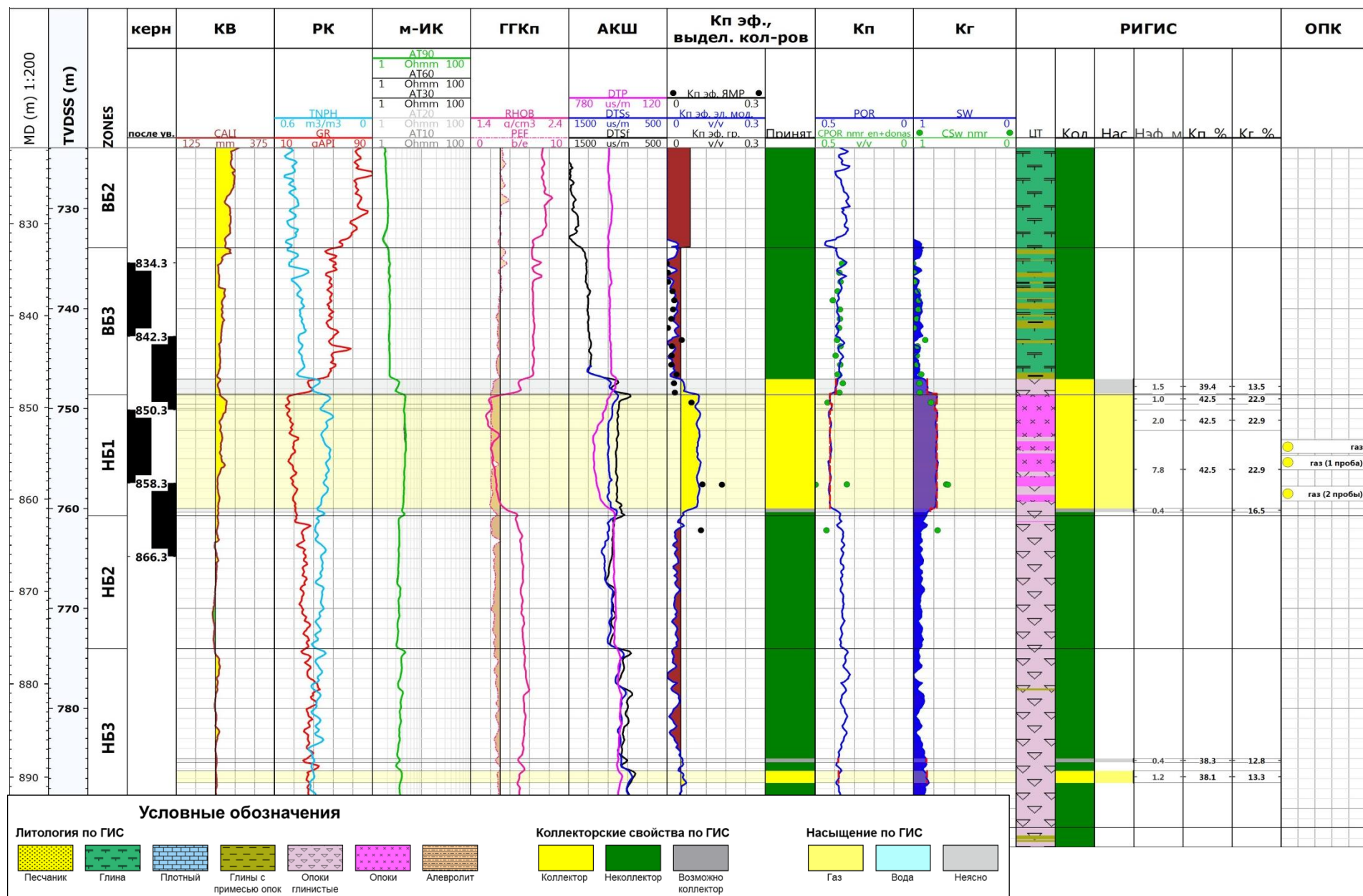


Рисунок 6.14 Геолого-геофизический планшет, демонстрирующий пример интерпретации методов ГИС.

7. ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТРЁХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Построение трёхмерных геологических моделей продуктивных пластов берёзовской свиты проводится в соответствии с рекомендациями к «Методике построения геологических моделей при подсчёте запасов углеводородного сырья» ФБУ «ГКЗ» от 02.02.2015 (протокол от 10.02.2015 № 6 заседания Секции государственной политики и регулирования в области геологии и недропользования Минприроды России).

Для силицитов нижеберёзовской подсвиты и их аналогов, рекомендуется проводить построение куба литотипов, выделенных по данным РИГИС. На следующих этапах построения трёхмерной модели распределение ФЕС пород необходимо проводить в соответствии с полученным кубом литотипов.

В случае выявления надёжных связей литотипов и какого-либо динамического атрибута сейсмической записи при распределении литотипов в межскважинном пространстве необходимо использовать полученный по результатам выявленной регрессии 2D сейсмический тренд и 1D тренд геолого-статистического разреза (далее – ГСР) литотипов по скважинным данным. Рекомендуется оценить изменение ГСР литотипов по площади и учитывать выявленную зональность при распределении литотипов в межскважинном пространстве.

При отрицательных результатах прогноза распределения литотипов по сейсмическим данным распределение в межскважинном пространстве необходимо выполнять с использованием 3D алгоритмов интерполяции (детерминистских/стохастических), 1D и 2D трендов литотипов по скважинным данным.

8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ КИГ

8.1. Оценка величин КИГ по данным материалов пластов-аналогов

Оценка величин КИГ залежей берёзовской свиты с использованием метода аналогий может производиться на начальной стадии их изученности в том случае, когда имеющиеся результаты интерпретации данных высокоточных наземных геофизических методов и ГИС отдельных скважин не достаточны для точного описания строения пластов, достоверной оценки ФЕС пластов и построения карт их распределения, а также при отсутствии данных специальных керновых исследований для определения фильтрационных характеристик пластов.

В качестве аналогов залежей газа берёзовской свиты могут быть рассмотрены залежи газа в плотных коллекторах (так называемый tight gas) и сланцевый природный газ. Порода-коллектора нижнеберёзовской подсвиты не являются прямым аналогом пластов tight gas и сланцевым породам ввиду различия как по минеральному составу пород, так и по литологическим особенностям. При этом по своим продуктивным характеристикам, крайне существенной неоднородности и прерывистости, они могут быть признаны аналогичными сланцевым породам. В настоящее время единственно возможной технологией разработки газовых залежей нижнеберёзовской подсвиты, как и сланцевого газа, является технология разработки пластов системами добывающих горизонтальных скважин с МГРП.

Для залежей сланцевого газа определяются только значения рентабельных КИГ. При этом до настоящего времени еще не разработаны строго обоснованные методики определения величин КИГ. Средние значения величин КИГ, принятые на основе анализа по основным формациям сланцевого газа в Северной Америке, Европе и Азии, составляют 0,25 д.ед.

В зависимости от минералогического состава сланцевых пород, сложности геологического строения и свойств пластов выделяются пять рекомендованных значений КИГ:

- 0,30 – исключительный случай с улучшенными характеристиками пластов и установившимися дебитами скважин;
- 0,25 – для пластов с низким содержанием глин, относительно несложным геологическим строением, благоприятными свойствами пластов, АВПД и высокими значениями пористости и газонасыщенности пластов;
- 0,20 – для пластов со средними значениями содержания глин, пористости и газонасыщенности пластов, относительно несложным геологическим строением и пластовыми давлениями на уровне гидростатических величин;
- 0,15 – для пластов со значениями содержания глин от средних до высоких, низкими значениями пористости и газонасыщенности пластов, сложным геологическим строением и пластовым давлением несколько ниже гидростатического давления;
- 0,10 – исключительный случай, соответствующий сложному геологическому строению пласта и аномально низким пластовым давлением (АНПД).

С использованием указанного метода аналогий может производиться оценка рентабельных КИГ берёзовской свиты. Технологические КИГ в этом случае принимаются равными рентабельным.

8.2. Оценка КИГ с использованием упрощённых технологических и технико-экономических расчётов экономически эффективных для извлечения запасов газа

Оценка величин КИГ с использованием этого метода расчёта может производиться на начальной стадии их изученности, в том случае, когда имеющиеся результаты интерпретации данных высокоточных наземных геофизических методов и ГИС отдельных скважин достаточны для установления строения пластов, но не достаточны для детальной оценки ФЕС пластов и построения карт их распределения. При этом оценены фильтрационные характеристики пластов, а также возможно построение распределения геологических запасов залежи по эффективным газонасыщенным толщинам пластов, то есть определение геологических запасов газа в виде зависимости от эффективных газонасыщенных толщин.

Этот метод оценки предполагает использование для добычи газа из залежей берёзовской свиты типовой технологии разработки: системы горизонтальных скважин с МГРП, размещенные по равномерной сетке и дренирующие свои удельные объёмы пласта. В соответствие с данным методом для элемента пласта с одной горизонтальной скважиной с МГРП производится серия расчётов динамики добычи газа для различных вариантов, отличающихся размерами элемента пласта (определяет плотность сетки скважин), длиной горизонтального ствола, количеством трещин МГРП и их параметров (полудлина трещины и ее проводимость) и т.д. С использованием полученной динамики добычи газа выполняется оценка технико-экономических показателей (в упрощённом варианте) для определения геологических запасов и величины КИГ в зонах пласта, размещение скважин в которых является экономически эффективным.

Для технологических расчётов показателей добычи газа по рассматриваемым вариантам могут применяться различные программные продукты с построением секторной модели фильтрации газа в пористом коллекторе или упрощённые прокси-модели.

При осуществлении упрощённой технико-экономической оценки необходимо произвести определение минимально необходимой величины добычи газа за принятый период времени (срок амортизации скважины или полный срок до достижения предельных минимальных дебитов скважин), обеспечивающей при заданной доле выручки от цены газа компенсацию капитальных вложений на бурение скважин и проведение МГРП, а также эксплуатационных затрат.

Рекомендуется следующий порядок проведения расчётов по оценке КИГ:

1. На основе оценки геологических запасов определяется распределение запасов по эффективным газонасыщенным толщинам пласта в виде: доля от общих геологических запасов газа залежи как функция газонасыщенной толщины.

2. Технологические расчёты для обоснования плотности сетки скважин и параметров горизонтальных скважин для различных эффективных газонасыщенных толщин.

Длина горизонтального участка скважины и полудлина трещины ГРП задаются исходя из обеспечения их максимальных значений в данных горно-технических условиях.

Задаются несколько значений толщин в интервале от минимального до максимального значения в полученной в п.1 зависимости «доля запасов газа залежи от газонасыщенной толщины».

Для каждой заданной величины пласта (с использованием секторной модели, упрощённых моделей или полуаналитических решений) рассчитывается динамика дебита скважин и величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД) для вариантов с различной

плотностью сетки скважин. Плотность сетки скважин определяется как площадь элемента пласта, содержащего скважину, с соотношением длины и ширины, устанавливаемой на основе представлений о возможной интерференции соседних скважин для данных значений проницаемости пласта (рекомендуется рассматривать элементы с соотношением длины и ширины – от 2:1 до 2,5:1). При этом, для каждого варианта по плотности сетки скважин рассчитываются подварианты с различным числом ГРП по стволу скважины.

3. Экономические оценки рассмотренных в п.2 вариантов разработки для элемента пласта для определения газонасыщенных толщин пласта, обеспечивающих положительные ЧДД.

4. Определение предельных эффективных газонасыщенных толщин пласта, обеспечивающих положительное значение ЧДД для различных плотностей сетки скважин.

5. Переопределение величин ЧДД исходя из плотности сетки скважин и ЧДД для элемента пласта с данной плотностью сетки скважин. Определяется исходя из соотношения площадей элементов с различной плотностью сетки скважин и ЧДД для каждого элемента данной плотности сетки (учитывается возможное количество размещения скважин на залежи с различной плотностью сетки). Выбор плотности сетки скважин исходя из условия обеспечения максимального ЧДД.

6. Рассчитываются значения КИГ залежи, как отношение извлекаемых запасов для толщин с положительным ЧДД, к общим геологическим запасам. Величина КИГ оценивается за рентабельный и полный периоды разработки.

Оценка КИГ с использованием упрощённых технологических и технико-экономических расчётов экономически эффективных для извлечения запасов газа приведена в подразделе 8.4 настоящей пояснительной записки к Методическим рекомендациям.

8.3. Оценка КИГ на основе технико-экономических расчётов вариантов разработки залежей с использованием полномасштабных ГГДМ

Оценка КИГ на основе технико-экономических расчётов вариантов разработки залежей с использованием полномасштабных ГГДМ может выполняться только в случае наличия всех необходимых исходных данных для построения данных моделей. Создание геологической и гидродинамической моделей должны выполняться в соответствии с «Методическими указаниями по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений». Ч.1. Геологические модели. Ч.2 Фильтрационные модели, ОАО ВНИИОЭНГ, 2003.

При этом следует учитывать специфику газовых залежей нижеберёзовской подсвиты. В числе основных, требующих обоснования элементов геологических моделей, являются построенные кубы литологии и ФЕС, а гидродинамической модели – процедура ремасштабирования геологической модели с точки зрения учёта неоднородности и прерывистости пластов, а также заданные ОФП и ФЕС. Данное требование вызвано существенной неоднородностью пластов и их низкими фильтрационными характеристиками.

Обоснование объектов и вариантов разработки, а также технологические и технико-экономические расчёты для определения технологических и рентабельных КИГ следует проводить в соответствии с Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденными приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639.

Производится оценка технологических и рентабельных значений КИГ.

8.4. Пример оценки КИГ с использованием упрощенных технологических и технико-экономических расчетов экономически эффективных для извлечения запасов газа

Представляется оценка значений КИГ для залежи газа нижеберёзовской подсвиты коньяк-кампанского возраста Медвежьего месторождения. Параметры пласта и пластового газа приведены в Таблице 8.1.

Таблица 8.1

Параметры пласта и пластового газа

ПАРАМЕТРЫ	Значения
эффективная проницаемость пластов, 10^{-15} м^2	0,03
максимальная суммарная эффективная толщина пласта, м	35
эффективная пористость пластов	0,3
начальная газонасыщенность	0,52
начальное пластовое давление, бар	110
пластовая температура, С	28
пластовый газ - сухой метановый	
содержание метана, мольн. %	99.5
коэффициент сверхсжимаемости газа при начальных условиях, дол.ед.	0.86
вязкость газа при начальных условиях, мПа*с	0.0122

Рассматриваемые в вариантах расчётов параметры скважины и технологического режима приведены в Таблице 8.2.

Таблица 8.2

Параметры скважины и технологического режима

ПАРАМЕТРЫ	Значения
длина горизонтального ствола, м	1000
радиус скважины, м	0,1
количество ГРП	от 5 до 25
длина полукрыла ГРП	100
$K_f \cdot W_F$ трещины, мД*м	350
скин трещин	0
депрессия, бар	от 20 до 50
предельное забойное давление, бар	7

Исходные данные для экономических расчётов представлены в Таблице 8.3.

Таблица 8.3

Исходные данные для экономических расчётов

ПАРАМЕТРЫ	Значения
Операционные расходы	
переменная от добычи, тыс.руб/тыс.м ³	0,691
переменная от времени, тыс.руб/сут	11,672
Капитальные вложения	
скважина, млн.руб	380,9
один ГРП, млн.руб	5
Цена на газ нетбэк, тыс.руб./тыс.куб.м	3,614
НДПИ на газ, тыс.руб./тыс.куб.м	1,164

Для расчёта динамики добычи газа использовалась аналитическая модель, построенная на «сшитых» решениях задачи нестационарной и псевдостационарной

фильтрации газа в «стимулированной» зоне пласта (зона, покрытая трещинами ГРП) и вне этой зоны.

Расчёты для элемента пласта выполнялись для эффективных газонасыщенных толщин пласта в пределах от 20 до 35 м с шагом 2,5 м (расчёты велись от максимальных значений). В качестве примера на рисунке (Рисунок 8.1) приведены результаты технико-экономической оценки разработки пласта в зонах толщин 22,5 м, 27,5 м и 32,5 м.

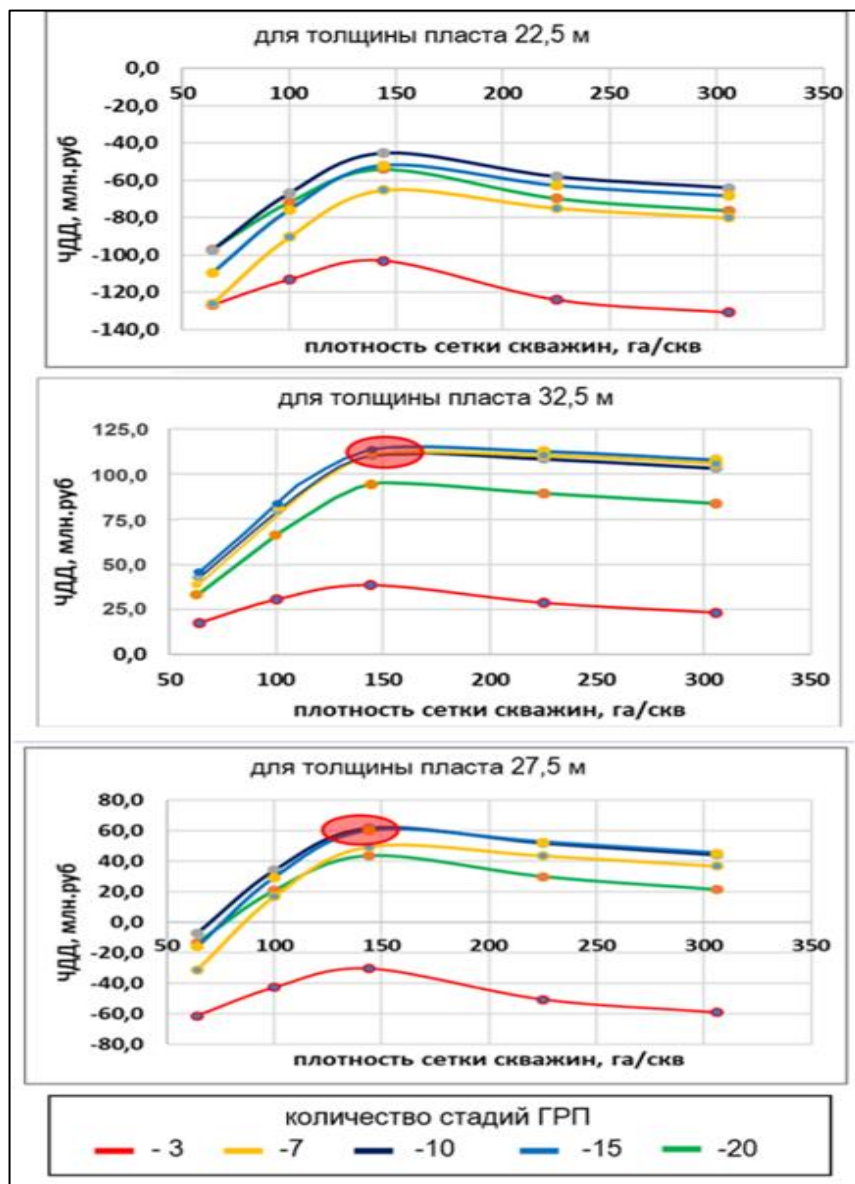


Рисунок 8.1 ЧДД для различных значений плотности сетки скважин и числа ГРП по стволу скважин

Результаты расчётов показывают, что размещение скважин в зонах с толщинами 27,5 м и ниже, – нецелесообразно. Для толщин пласта более 27,5 мм оптимальная плотность сетки скважин – 144 га/скв и количество стадий ГРП по стволу скважин – от 10 до 15. На рисунке (Рисунок 8.2) приведены размеры элемента для этой плотности сетки скважин.

Для подсчёта запасов по категории B_1 (C_1) прямоугольник, ограничивающий область категории по правилу 2L, должен иметь размеры, определяемые по формуле:

$$S_{B1} = 4L \cdot (4L + G), \quad (8.1)$$

где G – длина горизонтального ствола (м).

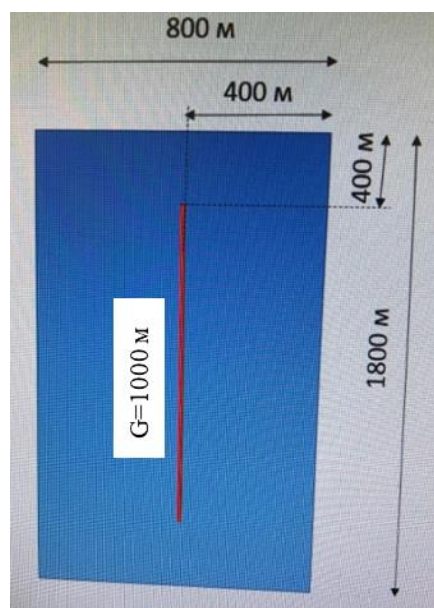


Рисунок 8.2 Размеры расчётного элемента при плотности сетки скважин 144 га

При $L = 800$ м и $G = 1000$ м размеры прямоугольника будут составлять 3200 м в ширину на 4200 м в длину и, таким образом, площадь прямоугольника, ограничивающего категорию B_1 , будет составлять 13440 тыс. m^2 .

Переопределение ЧДД для плотности сетки скважин с учётом соотношения величины ЧДД для элементов разной плотности и размеров элементов подтвердило максимальные значения ЧДД для плотности сетки скважин 144 га/скв. На рисунке (Рисунок 8.3) представлено относительное значение ЧДД для различных значений плотности сетки скважин в зонах пласта с эффективной газонасыщенной толщиной 27,5 и 32,5 м. Относительное значение ЧДД представляют собой значения ЧДД для различных значений плотности сетки скважин, отнесённое к ЧДД для плотности сетки скважин 144 га/скв.

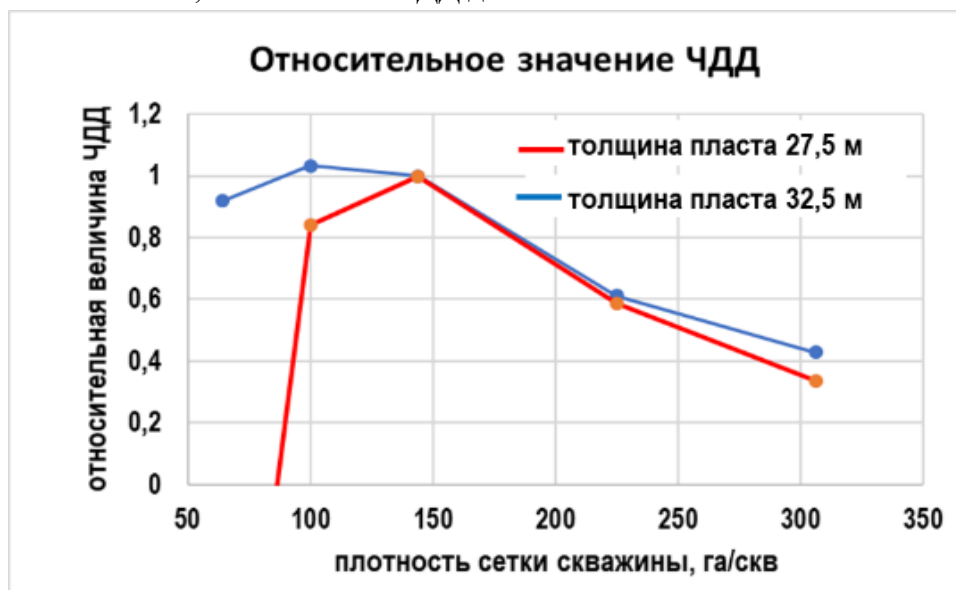


Рисунок 8.3 Относительное значение ЧДД для различных значений плотности сетки скважин для эффективной газонасыщенной толщины 27,5 и 32,5 м

Результаты оценки рентабельных КИГ для различной плотности сетки и числа ГРП (длина ствола скважины – 1000 м и полудлина трещины ГРП – 100 м) представлены в Таблице 8.4. Значение КИГ элемента пласта для оптимальной плотности сетки скважин – 144 га/скв и числе трещин ГРП – 10 составляет 34,9%. Величина технологического КИГ равняется – 40,1%.

Учитывая, что доля запасов газа с толщинами пласта более 27,5 м составляет 75% от всех запасов залежи, величина рентабельного КИГ для залежи определяется как 26% ($34,9\% \cdot 0,75$). Соответственно, величина технологического КИГ для залежи составляет 30,1%.

Таблица 8.4

Значения рентабельных КИГ для различной плотности сетки и числа ГРП

количество ГРП	Плотность сетки скважин, га/скв				
	64	100	144	225	306
толщина пластов 30 м					
5	52,9	38,4	29,0	18,6	13,5
7	58,0	43,8	33,3	22,1	16,0
10	59,8	45,5	34,9	23,4	16,9
15	60,5	46,3	35,6	24,1	17,5
20	61,0	46,9	36,0	24,4	17,8

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агалаков С.Е. Новые объекты поисков в надсеноманских отложениях Западной Сибири. / Агалаков С.Е., Бакуев О.В. // Геология нефти и газа. – 1992. -№11. – С. 25-28.
2. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Издательство стандартов, 1985.
3. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования (утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. №1151-ст) – М.: Стандартиформ, 2010.
4. ГОСТ Р 56676-2015 Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчёт запасов газа и газового конденсата объёмным методом. – М.: Стандартиформ, 2015.
5. Дорошенко А.А. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири /Дорошенко А.А., Карымова Я.О. // Экспозиция Нефть Газ. - 2016. - № 6 (69). – С. 23 – 27.
6. Загоровский Ю.А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири / Автореферат кандидатской диссертации, 2017. – 23 с.
7. Карымова Я.О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижеберёзовской подсвиты севера Западной Сибири / Экспозиция Нефть Газ, 2018. - №3 (63). – С. 20 – 24.
8. Карымова Я.О. Трещиноватость опок сенона севера Западной Сибири // Материалы и доклады XI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Салмановские чтения» 30-31 марта 2017 г. /Под общ. ред. А.М. Брехунцова. – Тюмень: Сибирский научно-аналитический центр, 2017. – С. 88-93.
9. Кисилёв А.Н. Оценка перспектив вовлечения в разработку запасов газа в низкопроницаемых отложениях туронского возраста на примере Харампурского месторождения / А.Н. Киселёв, И.О. Ошняков, Р.Ф. Меликов и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 2018. – SPE-191653-18RPTC-RU.
10. Конторович В.А. История формирования крупных антиклинальных структур – ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) / Конторович В.А., Конторович Д.В., Сурикова Е.С. // Геология и геофизика. - 2014. - т. 55, № 5-6. - С. 862-873.
11. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - М., 2018. - № 7.- С. 2-7.
12. Кудаманов А.И. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения /А.И. Кудаманов, Т.М. Карих, С.Е. Агалаков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - №11. - С. 21-30.
13. Мальшаков А.В. Обоснование петрофизической модели микрослоистых коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств / А.В. Мальшаков, И.О. Ошняков, Д.М. Езерский и др. // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. – М., 2016. – SPE-182501-RU.

14. Макфи К. Лабораторные исследования керн: ГИД по лучшим практикам / Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. - Издательство «ИКИ», 2018. – 912 с.
15. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждены распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 г. № 3-р).
16. Нассонова Н.В. Региональные и локальные факторы формирования трещиноватости в глинисто-кремнистых отложениях нижнеберезовской подсвиты / Нассонова Н.В., Дистанова Л.Р., Калабин А.А., Девятка Н.П. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020.- №1. - С. 19-25.
17. Нежданов А.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений на севере Западной Сибири / Нежданов А.А. Огибенин В.В., Скрылев С.А. // Газовая промышленность. Спецвыпуск. Нетрадиционные ресурсы газа. – 2012. - №676. – С. 32-37.
18. Никишин А.М. Тектонические реконструкции Арктического региона для позднеюрско-кайнозойского времени / Никишин А.М., Петров Е.И., Гайна К. и др. // Проблемы тектоники континентов и океанов. Материалы совещания. -2019. - С. 83-86.
19. Ошняков И.О. Изучение отложений берёзовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения / И.О. Ошняков, А.В. Хабаров, Д.А. Митрофанов и др. // НТВ «Каротажник». – 2019. – № 6 (300). – С. 103-117.
20. Пережогин А.С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений севера Западной Сибири / Автореферат кандидатской диссертации, 2017. – 23 с.
21. Пережогин А.С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири / А.С. Пережогин, А.А. Нежданов, А.С. Смирнов // Экспозиция Нефть Газ. –2016.- №6 (52). – С. 48 – 51.
22. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь, 2003.
23. Рад М.В. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород / М.В. Рад, С.Н. Чернышев. – М.: «Недра», 1970. - С. 164.
24. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах (принят и введен в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 г. №134) Тверь: Изд-во ГЕРС, 2001.
25. Рекомендации по изучению трещиноватости горных пород при инженерно-геологических изысканиях для строительства. – М., Стройиздат, 1974. – 40 с.
26. Рекомендации к «Методике построения геологических моделей при подсчёте запасов углеводородного сырья» от 02.02.2015 г. ФБУ «ГКЗ». Москва, 2014.
27. Решение шестого Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 2003.
28. Родивилов Д.Б. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири / Д.Б. Родивилов, П.Н. Кокарев, В.Г. Мамяшев // Каротажник. – 2018. - № 9 (291). – С. 18-25.
29. Соборнов К.О. Плитотектоническое развитие и формирование нефтегазоносных бассейнов Северной Евразии /К. О. Соборнов, А.С. Якубчук // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 10-18.

30. Справочник по геологии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.geolib.net/lithology/kremnistye-porody.html> (дата обращения 20.04.2020).
31. СТЛ 223.13.17.111/2013 Породы горные. Методика измерений коэффициентов насыщенности пород водой и жидкими углеводородами экстракционно-дистилляционным методом. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013.
32. Стригоцкий С.В., Масленников В.В О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении // Бурение газовых и газоконденсатных скважин: Сб. ВНИИЭгазпрома. М., 1974. - Вып. 4. - С. 8-12.
33. Фролов В.Т Литология. Кн. 1: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 336 с.
34. Чернышев С. Н. Трещины горных пород. – М.: Наука, 1983. – 240 с.
35. Эблард П. Растущая роль газового каротажа / Эблард П., Белл К., Кук Д. и др. // Нефтегазовое обозрение, том 24, № 1 (весна 2012). - С. 30-53.
36. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. November 2011. Sponsored by: Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG).
37. Multivariate optimization of tight core retrieval schedule based on numerical simulation. A novel approach» (Salavat Y. Ishbulatov, Andrey V. Kazak, Journal of Petroleum Science and Engineering 195 (2020) 107401).
38. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013. Independent Statistics & Analysis www.eia.gov. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585.
39. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico. September 2015. Independent Statistics & Analysis www.eia.gov U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585.
40. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Canada. September 2015. Independent Statistics & Analysis www.eia.gov U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585.
41. Shale gas - an overview. By Tristan Euzen. IFP Technologies (Canada) Inc. October 2011. 85 p. www.ifp-canada.com.