

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ» (МГРИ-РГГРУ)

На правах рукописи



КОМОВА Анна Дмитриевна

**ЭМПИРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СНИЖЕНИЯ УДЕЛЬНОГО
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ НИЗКООМНЫХ
НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВАТЬЕГАНСКОГО И ГРИБНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.10 –
Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор физико-математических наук,



проф. А.В.Петров

Москва–2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	6
1.1. Физические основы электрических методов ГИС	7
1.2. Природа низкоомных коллекторов по данным современных исследований	12
1.3. Информационная база для решения проблемы низкоомных коллекторов.....	21
2. ОСОБЕННОСТИ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧАЕМЫХ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	35
2.1. Установление природы низкоомных коллекторов на Ватьеганском месторождении	37
2.2. Детальный анализ фракционного состава пород для выделения литотипов.....	41
3. УСТАНОВЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ПО КЕРНУ И ГИС ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ	45
3.1. Литолого-фациальные условия отложения осадков васюганской свиты для выявления возможных геологических причин формирования подобных типов разрезов с низкоомными коллекторами	48
3.2. Алгоритмы интерпретации данных ГИС с учетом наличия в разрезе низкоомных коллекторов.....	54
3.3. Деление пород на классы по параметру FZI.....	58
3.4. Оценка характера насыщенности и уровня ВНК для двух литотипов.....	65
4.ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	77

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Низкоомные коллекторы в верхнеюрских отложениях Западной Сибири стали проблемными в процессе разработки ряда месторождений Широного Приобья. В последние годы появляется все больше научных публикаций в отечественной литературе с рассмотрением, главным образом, возможных причин снижения сопротивлений продуктивных коллекторов в таких отложениях. В настоящей работе на примере двух месторождений Широного Приобья – Ватьеганского и Грибного – рассмотрены отложения васюганской свиты верхнеюрского возраста (пласты – ЮВ₁ для Ватьеганского и ЮС₁ для Грибного), содержащие как традиционные продуктивные высокоомные коллекторы, так и продуктивные проблемные – низкоомные. Исторически по результатам первоначальной интерпретации геофизических исследований первых разведочных скважин давалось заключение о наличии в кровле пласта ЮВ₁ нефтенасыщенного коллектора, меняющего к подошве пласта насыщение на водоносное. Разработка объекта васюганской свиты, и анализ добычи нефти показал практическое отсутствие или очень низкий рост обводненности продукции при перфорации кровельной части пласта и зачастую при отсутствии перемычки между высокоомной (продуктивной) и низкоомной (прогнозной водоносной) частями пласта. Дострелы нижней части объекта – предполагаемого водоносного коллектора и получение из него безводных притоков нефти дали толчок к необходимости изучения таких типов разрезов – в первую очередь, причин, вызывающих снижение УЭС продуктивного коллектора, а также поиск критериев для обнаружения низкоомных разрезов без их испытания и установление специфических условий их осадконакопления.

В данной работе использовался большой объем информации по Ватьеганскому и Грибному месторождениям – данные керн, исторического и дополнительно специально исследованного по современным технологиям, геофизические исследования практически всех скважин месторождений, результаты испытаний, анализ данных добычи. В результате выполнения работы были решены следующие задачи: установлены литолого-фациальные условия осадконакопления толщи васюганской свиты и выявлена природа формирования разных типов коллекторов в одном разрезе; выявлено влияние фракционного состава на ФЕС коллекторов верхней и нижней частей разреза; найдены петрофизические и геофизические критерии деления разреза на традиционный высокоомный и нетрадиционный низкоомный коллекторы. Это позволило создать методику для оценки основных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также

разработать технологию обработки керна и геофизических материалов при выходе на новое месторождение с подтвержденным наличием низкоомных коллекторов.

Целью настоящей работы является определение принципов и методических подходов к построению обоснованных петрофизических моделей для оценки подсчетных параметров залежей углеводородов, а также разработка достоверных методов оценки характера насыщенности, коэффициентов нефтегазонасыщенности и потенциальной продуктивности юрских низкоомных коллекторов на месторождениях Широного Приобья. Для реализации этой цели было необходимо решение ряда **задач**:

1. Установить природную причину снижения сопротивления в продуктивных коллекторах.
2. Установить критерии по керну и ГИС для выделения низкоомных коллекторов в разрезе.
3. Проанализировать зависимости для оценки пористости, проницаемости, нефтенасыщенности низкоомных коллекторов по керну, установить зависимости для оценки подсчетных параметров.

Научная новизна.

1. Уточнено название обобщенного понятия «низкоомный коллектор» – в данном исследовании оно применяется только к разрезам, в которых кровельная часть представлена традиционным нефтенасыщенным высокоомным коллектором, а подошвенная часть – низкоомным продуктивным коллектором.
2. Выработаны и обоснованы критерии для дифференциации разрезов с традиционными нефтеводонасыщенными коллекторами с уровнями ВНК от низкоомного полностью продуктивного разреза, но с близкой качественной характеристикой по ГИС.
3. Для Ватъеганского и Грибного месторождений критериями отличия низкоомных коллекторов от традиционных являются литологические признаки, четко выраженные в разном фракционном составе пород верхней и нижней частей разреза.
4. В низкоомном разрезе надо выделять минимум два типа коллекторов – традиционный коллектор, который относится к одному литотипу, и низкоомный – к другому литотипу. При больших толщинах васюганской свиты и меняющихся литолого-фациальных условиях осадконакопления возможно выделение промежуточного – третьего литотипа - для перехода от первого ко

второму литотипу. Разработаны критерии дифференциации пород на литотипы по керну и ГИС для условий Ватьеганского и Грибного месторождений.

5. Петрофизические связи R_n - K_v должны быть дифференцированы на два или три литотипа.

Практическая значимость. На примере двух месторождений Широкого Приобья – Ватьеганском и Грибном – рассмотрены проблемы отложений васюганской свиты верхнеюрских отложений, содержащей как традиционные продуктивные высокоомные коллекторы, так и продуктивные низкоомные. В результате были решены задачи влияния фракционного состава на ФЕС, найдены критерии деления разреза на традиционный высокоомный и нетрадиционный низкоомный продуктивный коллекторы, разработана методика оценки ФЕС и характера насыщенности низкоомных коллекторов.

Полученные результаты были применены при выполнении коммерческих работ по изучению особенностей строения, вещественного состава и петрофизических моделей для оценки подсчетных параметров низкоомных коллекторов залежей углеводородов.

Установленные литолого-фациальные причины появления низкоомных коллекторов, критерии их выделения по данным керна и ГИС и методика оценки коэффициента нефтенасыщенности могут быть распространены на аналогичные отложения месторождений Вартовского свода.

Защищаемые положения.

1. Установлена литологическая причина снижения УЭС продуктивных коллекторов.
2. Низкоомные коллекторы выделены в отдельный литотип, приведены критерии выделения литотипов по ГИС.
3. Для оценки K_n низкоомных коллекторов дифференцирована на литотипы зависимость R_n - K_v .

Личный вклад. Все положения, выносимые на защиту, выполнены автором или при его непосредственном участии. Автором проведены исследования природы снижения сопротивления в продуктивных верхнеюрских коллекторах Ватьеганского и Грибного месторождений. Выявлены критерии по керну и ГИС для выделения низкоомных прослоев в разрезе. Установлены зависимости для определения подсчетных параметров в низкоомных продуктивных интервалах.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В нетрещиноватых резервуарах продуктивные коллекторы в низкоомных пластах обычно идентифицируются по следующим признакам: 1) слоистые последовательности (коллектор-неколлектор), 2) пласты с мультимодальным распределением пор по размерам, 3) отложения с аномально высокой площадью поверхности порового пространства, 4) коллекторы, характеристики которых распространяются за пределы диапазона применимости интерпретационного алгоритма, т.е., например, коллекторы, содержащие очень пресную пластовую воду. Во всех этих случаях во многих регионах мира в низкоомных коллекторах получают безводную нефть при высокой водонасыщенности по данным ГИС. Поэтому важно иметь генерализированное (обобщенное) средство для распознавания низкоомных коллекторов как можно раньше на протяжении жизни актива.

Проблема идентификации низкоомных коллекторов путем анализа каротажных данных изучается около 50 лет. Вначале фокус был сконцентрирован на Техасе и Луизиане (Gulf Coast) США. В течение последующих 5-ти десятилетий увеличивающееся число примеров присутствия зон низкоомных коллекторов появилось повсюду. Сегодня документальные свидетельства наличия низкоомных коллекторов имеются в других частях США, Аляски, Бразилии, Венесуэле, Аргентины, Северном море, континентальной Европе, северной Африки, Ближнем Востоке, Индии, юго-восточной Азии, Японии, Китае, России. В течение последних десяти лет соответствующая петрофизическая литература стала чрезвычайно обширной вероятно из-за рыночных требований к увеличению максимальной ценности активов при минимальных издержках, что еще раз подчеркивает необходимость разработки самых эффективных программ заканчивания скважин. Поэтому настоящая предметная область остается чрезвычайно актуальной как с технической, так и коммерческой точки зрения.

Низкоомный коллектор – это скорее относительный термин, чем строго описательный термин. Он существует, когда отсутствует положительный контраст в измеренном УЭС между зонами, которые содержат и продуцируют углеводороды в коммерческих количествах и водонасыщенными зонами внутри того же резервуара.

Проблема низкоомных коллекторов в основном касается оценки водонасыщенности K_v . Более определенно, проблема возникает из-за очень высоких значений K_v , которые могут быть получены путем интерпретации ГИС в низкоомных пластах, где коллектор не соответствует допущениям, сделанным в процессе обычной петрофизической оценки для чистых или глинистых пластов.

Хотя низкоомные коллекторы являются, очевидно, мировой проблемой, потенциальные решения, приведенные в литературе, направлены на конкретные резервуары или особые условия седиментации. Поэтому в определенном смысле документированные в литературе подходы являются эксклюзивными и поэтому они не могут быть прямо применены для других резервуаров, где на первый взгляд условия могут казаться похожими. Кроме того, примеры указывают, что эта проблема не является проблемой конкретного возраста, конкретной стратиграфии, литологии или конкретного месторасположения.

1.1. Физические основы электрических методов ГИС

Электрические методы ГИС включают модификации, которые основаны на изучении естественных и искусственных электромагнитных полей различной природы в горных породах. Естественные электромагнитные поля обусловлены электрохимическими процессами в коре Земли, магнитно-теллурическими токами и другими явлениями. Искусственные электромагнитные поля создаются в результате деятельности человека в горных породах генераторами постоянного и переменного тока.

Для изучения стационарных естественных электрических полей используется метод потенциалов собственной поляризации (ПС).

Искусственные электрические поля (стационарные) чаще всего исследуются методами кажущихся сопротивлений (БКЗ, КС), бокового и микробокового каротажа (БК и МБК), микрозондирований (МПЗ и МГЗ).

Искусственные переменные электромагнитные поля изучаются индукционным каротажом (ИК), а также диэлектрическим и радиоволновыми методами.

Для определения кажущегося удельного сопротивления горных пород в скважине применяется источник тока, который создает в породе электрическое поле. Оно охарактеризовано напряженностью E , имеющей величину и направление.

Распределение электрического поля в пространстве скважины удовлетворяет двум основным законам: закону Ома и I правилу Кирхгофа. Закон Ома связывает электрическое напряжение (в данном случае горных пород) с силой протекающего тока. Физическая сущность I правила Кирхгофа гласит, что если элемент объема породы не содержит источников, то алгебраическая сумма токов, направленных к узлу, равна сумме направленных от узла.

Электропроводность и удельное электрическое сопротивление

В общем случае удельное сопротивление горных пород определяется составом минералов, формирующих породу, и характера флюидов, заполняющих поровое пространство. Основными породообразующими минералами большинства осадочных пород являются: кварц, полевой шпат, слюда и кальцит. Удельное электрическое сопротивление данных минералов равняется 10^7 - 10^{15} Ом-м, что соответствует изоляторам. Поэтому удельным сопротивлением зерен скелета осадочных пород в целом можно пренебречь, так как считается, что оно бесконечно велико.

При прохождении электрического тока сквозь породу основную роль играют растворенные соли, содержащиеся в поровой воде. Получается, что удельное сопротивление породы пропорционально удельному сопротивлению поровой воды. Пластовые воды представляют собой сложные растворы электролитов, с различной концентрацией солей - до 300 и более г/л. Удельное электрическое сопротивление этих растворов снижается с повышением концентрации солей C и температуры t . Для определения ρ_e – удельного сопротивления пластовой воды – используются графики $\rho_e = f(C, t)$, полученные экспериментально для растворов NaCl.

Проводящая фаза – поровая вода – распределяется в породе по-разному. В ряде случаев она заполняет целиком все поровое пространство породы - $K_v=100\%$, порода полностью водонасыщена. Поры продуктивных интервалов лишь частично заполнены водой, остальную часть занимают нефть или газ..

Удельное сопротивление породы $\rho_{вп}$, с межзерновым типом пористости, при 100%-м заполнении пор водой с удельным сопротивлением ρ_v оценивается соотношением

$$\rho_{вп} = P_n \times \rho_v$$

Здесь P_n - параметр пористости, связанный с общей пористостью породы K_n эмпирической зависимостью

$$P_n = a_m / K_n^m$$

где a_m и m - константы для конкретного типа пород.

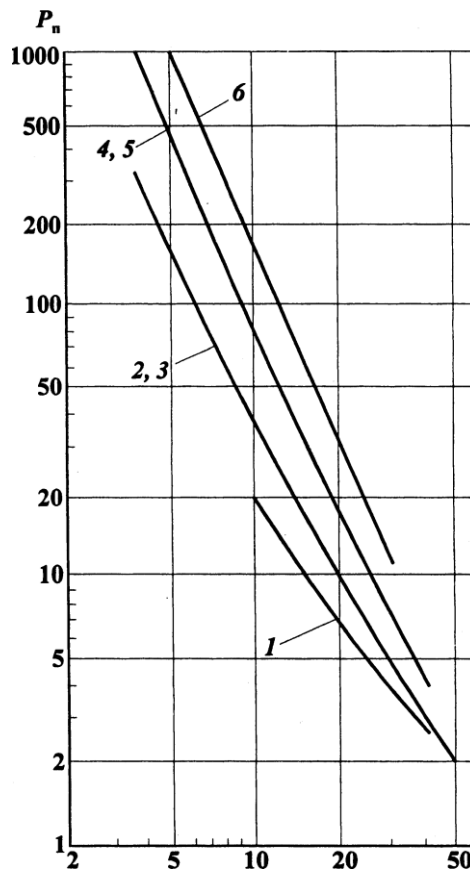


Рис.1.1 «Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости K_n для терригенных и карбонатных пород:

1 - пески; 2 - слабосцементированные песчаники; 3 - ракушники и глинистые известняки; 4 - среднесцементированные песчаники; 5-6 - известняки и доломиты: 5 - крупнокристаллические средней уплотненности, 6 - плотные, тонкокристаллические» - [1]

Для разных типов отложений a_m изменяется в пределах 0,4-1,0, $m = 1,3+2,2$. Структурный показатель m , характеризующий крутизну кривой, зависит от степени цементации и ряда других факторов, связанных с изменением типа, возраста и условий залегания горных пород (рис. 1.1).

На удельное сопротивление глинистых пород существенно влияет их адсорбционная способность. На поверхности твердой фазы концентрируется большое число ионов, имеющих подвижности, отличные от их подвижностей в свободном растворе [3, 6, 9]. Повышение содержания тонкодисперсного глинистого материала увеличивает удельную поверхность и адсорбционную способность пород, а следовательно, изменяет и их поверхностную проводимость. В качестве параметра поверхностной проводимости условно принимается отношение параметра пористости $P_{n, пресн}$ при данном сопротивлении поровой воды к параметру пористости при заполнении пор насыщенным раствором $P_{n, нас} = P_{n*}$.

$$\Pi = P_{n, пресн.} / P_n$$

$$P_{n, пресн.} = \Pi \times P_n$$

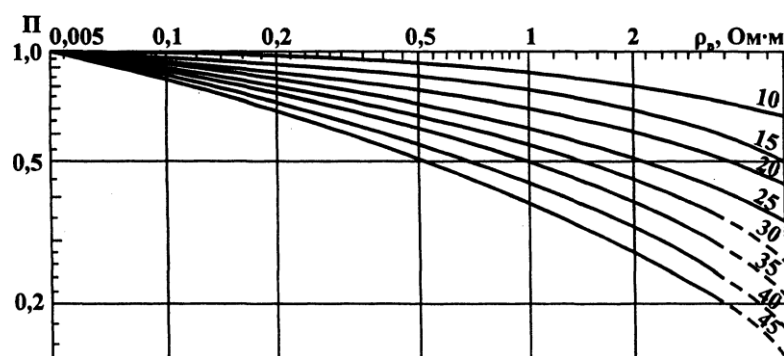


Рис. 1.2. «Зависимость коэффициента поверхностной проводимости Π от удельного сопротивления поровых вод ρ_v и глинистости $C_{тл}$, % (шифр кривых)» - [1]

Коэффициент поверхностной проводимости Π зависит от содержания и состава глинистого материала в породе $C_{тл}$ и удельного сопротивления поровой воды ρ_v (рис. 1.2). Влияние поверхностной проводимости особенно значительно при уменьшении минерализации поровых вод, поскольку концентрация ионов в адсорбционном слое при этом практически не изменяется.

По данным, представленным на рис. 1.1 и 1.2, можно оценить величины удельного сопротивления породы, если известны ее тип и условия залегания.

Удельное сопротивление нефтегазоносных пород

В продуктивных коллекторах, как было отмечено ранее, часть объема пор может быть насыщена нефтью или газом. Так как удельное электрическое сопротивление нефти и газа велико и данные флюиды практически не проводят электрический ток, удельное сопротивление нефтегазоносной породы $\rho_{нт}$ возрастает в P_n раз по сравнению с ее удельным сопротивлением при полной водонасыщенности $\rho_{вн}$:

$$P_n = \rho_{нт} / \rho_{вн}$$

$$P_{нт} = P_n / \rho_{вн}$$

Величина P_n — параметр насыщения, связанный с коэффициентом водонасыщенности породы K_s соотношением

$$P_n = a_n / K_n^n$$

где a_n и n — постоянные, величина которых зависит от структуры порового пространства, глинистости пород и степени смачиваемости поверхности пор водой и углеводородами.

Для чистых межзерновых гидрофильных коллекторов $n = 1,8+2$, для глинистых гидрофильных $n < 1,6$, причем чем выше глинистость, тем n меньше. Для частично гидрофобных межзерновых коллекторов, часть поверхности пор которых смачивается углеводородами, $n > 2$ и достигает значений 3-10, причем чем больше степень гидрофобизации поверхности, тем выше n .

Величина K_e , зависящая от степени насыщенности порового пространства углеводородами, для определенного типа коллектора (например, глинистого) изменяется в ограниченном диапазоне $1 > K_e > K_{e,св}$, где $K_{e,св}$ соответствует минимальной (неснижаемой) для данного коллектора водонасыщенности, когда вся вода в порах является связанной, неподвижной. Значение $K_e = K_{e,св}$ соответствует предельно нефте- или газонасыщенному коллектору, когда значение $K_{нз}$ становится максимальным для данной породы. $K_{e,св}$ зависит от литологии породы и возрастает с увеличением глинистости и уменьшением среднего радиуса пор и проницаемости коллектора. Полностью водонасыщенному коллектору соответствует $K_e = 1$. Промежуточные значения K_e характеризуют такие водонасыщения порового пространства, при которых из коллектора может быть получена чистая нефть или газ ($K_{e,св} < K_e < K_e^*$), нефть (газ) с водой ($K_e^* < K_e^* < K_e^{**}$), чистая вода ($K_e^{**} < K_e < 1$). Граничные значения K_e^* и K_e^{**} , отделяющие зоны соответственно однофазного и двухфазного течений жидкостей в порах, связаны с определенными значениями параметров насыщения P_n^* и P_n^{**} .

В случаях изменения минерализации пластовой воды в пределах залежи и за контуром нефтеносности используют связи сопротивления нефтегазоносного пласта и объемной водонасыщенности. Эти связи получают при отборе керна из скважины, пробуренной на РНО. В этом случае керна сохраняет в себе естественное распределение остаточной воды, пластовую минерализацию воды и смачиваемость поверхности порового пространства. На образцах такого керна измеряют удельное сопротивление породы с естественной водонасыщенностью $\rho_{нв}$, пористость пород K_n , их водонасыщенность K_e , а также получают производный от них параметр - объемную водонасыщенность $W_g = K_n \times K_e$.

В процессе бурения скважины различные горные породы, контактируя с буровым раствором, изменяются неодинаково. Плотные монолитные породы с минимальной пористостью не претерпевают изменения, в глинистых породах наблюдаются размывы. Наибольшими изменениями характеризуются пласты-коллекторы, обладающие значительными пористостью и проницаемостью. На стенке скважины образуется

глинистая корка ($h_{зк}$ и $\rho_{зк}$), а фильтрат бурового раствора попадает в пласт. Создается зона проникновения с диаметром D и удельным сопротивлением $\rho_{зп}$. Между промытой зоной и стенкой скважины выделяется зона промытого пласта с удельным сопротивлением $\rho_{пп}$.

1.2. Природа низкоомных коллекторов по данным современных исследований

В нефтегазовой отрасли проблема низкоомных коллекторов изучается на протяжении более 50-ти лет. В настоящий момент в литературе упоминаются следующие основные причины, влияющие на снижение величины сопротивления пород:

1. Анизотропия пород, то есть микрослоистая последовательность песчаников и глин. Тонкие глин оказывают шунтирующее влияние на сопротивление пласта.
2. Локальное присутствие в изучаемых отложениях аномально минерализованной пластовой воды.
3. Электронная проводимость внутри матрицы породы, обусловленная наличием аксессуарных проводящих минералов (например, пирита), которые выступают в качестве дополнительного проводника.
4. Повышенное содержание связанной воды, объясняющееся высокой глинистостью коллекторов, тонкозернистостью песчаников, внутренней микропористостью скелетной фракции.
5. Влияние разработки месторождения.

Анизотропия пород

Для слоистых глинистых коллекторов характерно низкое удельное электрическое сопротивление продуктивной пачки, мало отличающееся от УЭС глин и водоносных коллекторов в данном разрезе. Также типичным является возможность получения промышленных притоков нефти и газа даже при высокой слоистой глинистости пачки, так как порода сохраняет свойства коллектора, в то время как отложения с рассеянной глинистостью при высокой глинистости обычно являются неколлекторами.

Удельное электрическое сопротивление пачки тонкого переслаивания $\rho_{п.пач}$ связано с УЭС нефтегазонасыщенных песчаных $\rho_{п.песч}$ и глинистых $\rho_{гл}$ слоев следующим классическим уравнением: $1/\rho_{п.пач} = \chi_{зл}/\rho_{зл} + (1 - \chi_{зл})/\rho_{п.песч}$ (Долль, 1962 г., В.Н. Дахнов,

1972 г., М.Г. Латышова, 1977 г.), где $\chi_{\text{гл}}$ – относительное содержание по мощности в пачке глинистых прослоев. Величину $\chi_{\text{гл}}$ нельзя отождествлять ни с массовой $C_{\text{гл}}$, ни с объемной $K_{\text{гл}}$, ни с относительной $\eta_{\text{гл}}$ глинистостью. Приведенное выше уравнение анизотропии содержит три неизвестных – $\rho_{\text{гл}}$, $\chi_{\text{гл}}$, $\rho_{\text{п.песч}}$. Если это уравнение решают относительно $\chi_{\text{гл}}$, то задаются в качестве $\rho_{\text{гл}}$ сопротивлением вмещающих глин, так как $K_{\text{п.гл}}$ в прослоях слоистого коллектора примерно равно пористости глин, вмещающих пачку $\rho_{\text{гл}}$, и $\rho_{\text{п.песч}}$ – по однородным продуктивным коллекторам с межзерновым типом пористости в данном разрезе или $\rho_{\text{п.песч}}$ рассчитывают через $K_{\text{п.песч}}$ и $K_{\text{п.песч}}$, задавая их по однородным коллекторам. Если уравнение решают относительно $\rho_{\text{п.песч}}$ или $K_{\text{п}}$ песчаных прослоев, то надо из независимых методов, чаще всего по СП или ГК, определить $\chi_{\text{гл}}$ и задать $\rho_{\text{гл}}$ по вмещающим глинам.

На рис. 1.3 показан типичный разрез интервала нутовской свиты скважины одного из месторождений Сахалина. В интервале глубин 1705-1796,5м выделяются коллекторы, близкие по показаниям методов СП, ГК, НК, ГГКп, но существенно различающиеся по величинам удельного электрического сопротивления по данным бокового метода. Как известно, в случае микропереслаивания на интегральную величину УЭС пачки шунтирующее влияние оказывает сопротивление слоев глин (алевролитов), имеющих более низкие удельные электрические сопротивления по сравнению с прослойками нефтенасыщенных песчаников, так как их пористость является неэффективной и емкостное пространство полностью заполнено связанной водой.

Аномальная минерализация пластовой воды

Известно, что пресные пластовые воды приводят к тому, что по данным электрических методов ГИС продуктивные пласты неразличимы от водонасыщенных зон. Пресные пластовые воды выводят интервалы пластов-коллекторов из диапазона минерализаций, которые были использованы для калибровки опубликованных алгоритмов для расчета K_v по УЭС и поэтому эти алгоритмы могут быть не применимы. Обобщенные данные по граничной минерализации, ниже которой стандартные интерпретационные методологии нарушаются, отсутствуют.

Электронная проводимость внутри матрицы породы.

На сегодняшний день наличие проводящих минералов считается самой распространенной причиной снижения сопротивления в продуктивных интервалах. Чаще всего появление низкоомных коллекторов объясняется присутствием железосодержащих минералов, которые встречаются в конкрециях, образуя проводящие цепи, и концентрация которых превышает некоторый критический уровень. Для случая пирита такой критический уровень определен в работе [2] и он равен 7 % общего объема твердой части породы. Другими минералами, которые могут оказать аналогичное влияние на сопротивление пород, являются также такие неглинистые минералы с потенциальным вкладом в избыточную проводимость, как глауконит и вулканические туфы.

Пласты с низким удельным электрическим сопротивлением относительно высокоомных продуктивных интервалов традиционно интерпретируются как водонасыщенные. Однако из литературных источников по данной проблеме известны «случаи получения притоков безводной нефти из верхнеюрских коллекторов на Малореченском, Катильгинском, Западно-Останинском, Вахском, Оленьем, Онтонигайском и других месторождениях Томской области именно из интервалов, отнесённых к водонасыщенным по показателям электрокаротажа» [2].

Как было установлено ранее, причиной аномального сопротивления нефтенасыщенных пластов, проинтерпретированных как водонасыщенные является «присутствие в породах минералов-полупроводников, которые представлены сульфидами, оксидами титана и железа. Последние присутствуют в породах в количестве 1...2 %, а сульфидные минералы -4... 15 %. Среди сульфидов, представленных пиритом, марказитом, мельниковитом и пиритом, наибольшее распространение в изучаемых отложениях имеет пирит.

Для пиритов в коллекторах юрских отложений характерны следующие формы: тонко-дисперсная сыпь, псевдоморфозы, идиоморфные кристаллы, сферолиты, неправильно-лапчатые агрегаты, прожилки, линзочки» - [2]. Остаточная вода в порах породы и пирит окружают нефтепроявления и создают проводящую цепь, пропускающую электрический ток» [2]. По данным методов ГИС отмечается повышение проводимости и, соответственно, снижение электрического сопротивления.

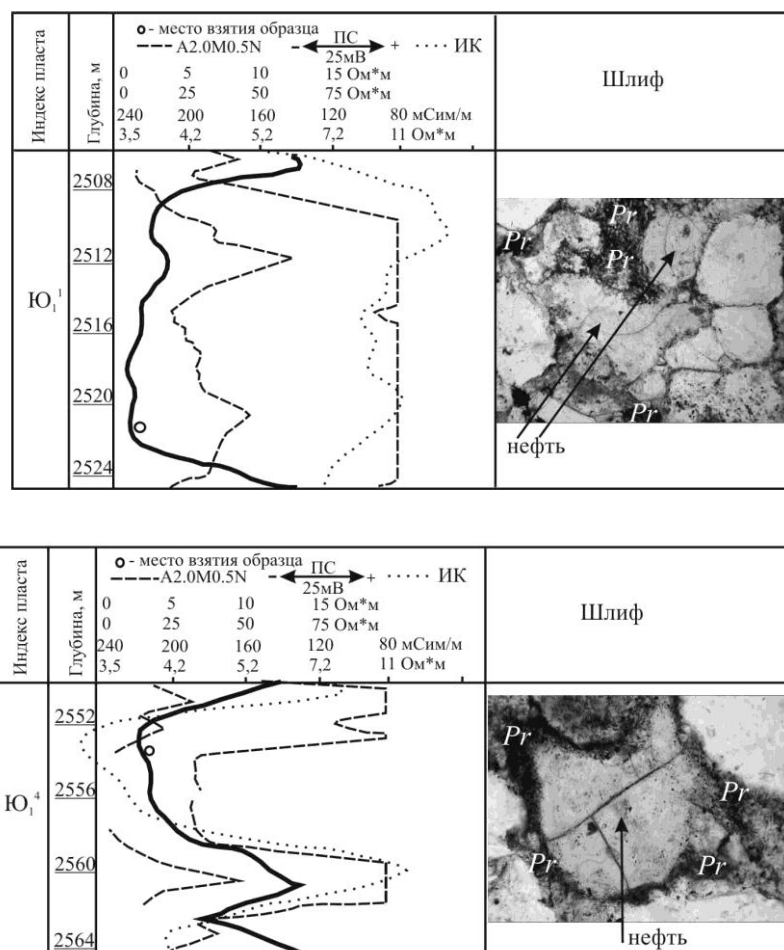


Рис. 1.4. Диаграмма ГИС и фотографии шлифов нефтенасыщенных песчаников юрских пластов Западно-Останинского месторождения [2]

В качестве наглядного примера влияния присутствия сульфидных минералов на снижение электрического сопротивления приведены материалы из работы [2] по юрским пластам скважин Западно-Останинского (рис.1.4) и Малореченского месторождений (рис.1.5).

кг/м³, сульфидов и других минералов с плотностью $4,5...5 \cdot 10^{-3}$ кг/м³ отмечается на каротажных диаграммах уменьшением показаний» [2].

В иностранной литературе зачастую встречается использование методики «псевдо –Арчи-Дахнова». Этот метод использует основные уравнения Арчи-Дахнова для оценки водонасыщенности, но значения коэффициентов m и n выбираются таким образом, чтобы алгоритмы приводили к значениям коэффициента водонасыщенности, согласующимся с полученным по данным керновых исследований. Таблица 1.1 обобщает исторические примеры присутствия акцессорных минералов в коллекторах согласно иностранным литературным данным.

Повышенное содержание связанной воды

Высокое значение коэффициента остаточной водонасыщенности в породе может объясняться внутренней микропористостью скелетной части породы, особенностями вещественного состава глинистой компоненты, гранулометрическим составом отложений.

Таблица 1.1

Исторические примеры петрофизической оценки резервуаров с электронной проводимостью

Пласт	Проводящий минерал	Интерпретационная модель	Адаптированные значения коэффициентов m , n	Изменение K_v для пласта с $K_p=25\%$	Исследователь
Sadlerochit, Alaska, USA	Пирит	Коррекция УЭС	Чрезвычайно изменчивы, если УЭС не откорректированы	Чрезвычайно изменчивый	Clavier et al. (1976)
Teradomari Formation, N.Japan	Матричный комплекс	Емкость катионного обмена матрицы	$m^*=2.0$ $n^*=1.4$	$0.75 \rightarrow 0.58$	Itoh et al. (1982)
Simpson Series, Oklahoma, USA	Пирит, глауконит	Переменный текстурный параметр	$m=n$ $1 < n < 2.5$	$0.70 \rightarrow 0.17$	Schulze et al. (1985)
Trimble Field, Mississippi, USA	Глауконит	Псевдо-Арчи	$m=1.8$ $n=1.77$	$0.70 \rightarrow 0.57$	Cook et al. (1990)

Внутренняя микропористость – пористость внутри матрицы породы, появившаяся за счет вторичных изменений в зернах скелета. На рис. 1.6 приведен снимок, полученный растровым электронным сканирующим микроскопом, отложений чаркабожской свиты Песчаноозерского месторождения, демонстрирующий, что в результате гидрохимической коррозии появляется дополнительная внутренняя емкость в зернах матрицы.

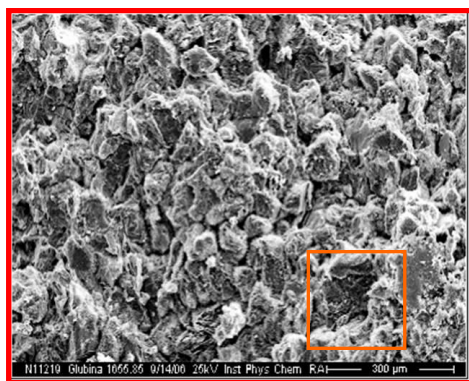


Рис. 1.6. РЭМ-снимки образцов Песчаноозерского месторождений
Влияние разработки месторождения

При пересчете начальных геологических запасов на месторождениях с активной разработкой надо использовать коэффициенты начальной нефтенасыщенности, по которым считаются средневзвешенные значения K_n и строятся кубы и карты $K_{n.нач.}$. Трудности связаны, в первую очередь, с выбором массива скважин, не имеющих явных признаков обводнения по ГИС и не затронутых влиянием разработки за счет опережающей капиллярной пропитки коллекторов пластовыми и нагнетаемыми водами. Это означает, что должен быть установлен календарный год, с которого начинается снижение коэффициента нефтенасыщенности за счет опережающего влияния разработки.

Для выбора скважин с уверенными значениями начального K_n формируются тестовые массивы по следующим критериям:

- коллекторы должны располагаться в зоне предельного нефтенасыщения, т.е. быть выше ВНК на 8-10м в зависимости от высоты залежи;
- коллекторы по характеру насыщения должны быть чисто продуктивные и не иметь по ГИС явных признаков обводнения;

- толщины коллекторов должны быть не менее 2-х метров для уверенной оценки УЭС и K_n .

Сделанные по всем пластам выборки тестовых скважин сортируются по годам бурения скважин и разрабатываемым участкам. Анализируемым параметром является коэффициент нефтенасыщенности. Строятся интегральные распределения K_n с дифференциацией по годам бурения скважин (пример показан на рис.1.7).

Влияние разработки может выражаться смещением распределений K_n в сторону меньших значений параметра для более поздних годов разбуривания. За критерий начала влияния разработки принимается сдвиг интегрального распределения K_n не менее чем на 5% (абс.) или в среднем на 7-10% (относит.). В результате анализа распределений параметров устанавливается год, который является последним без влияния разработки. Скважины, пробуренные после этого года, не участвуют в расчетах K_n .

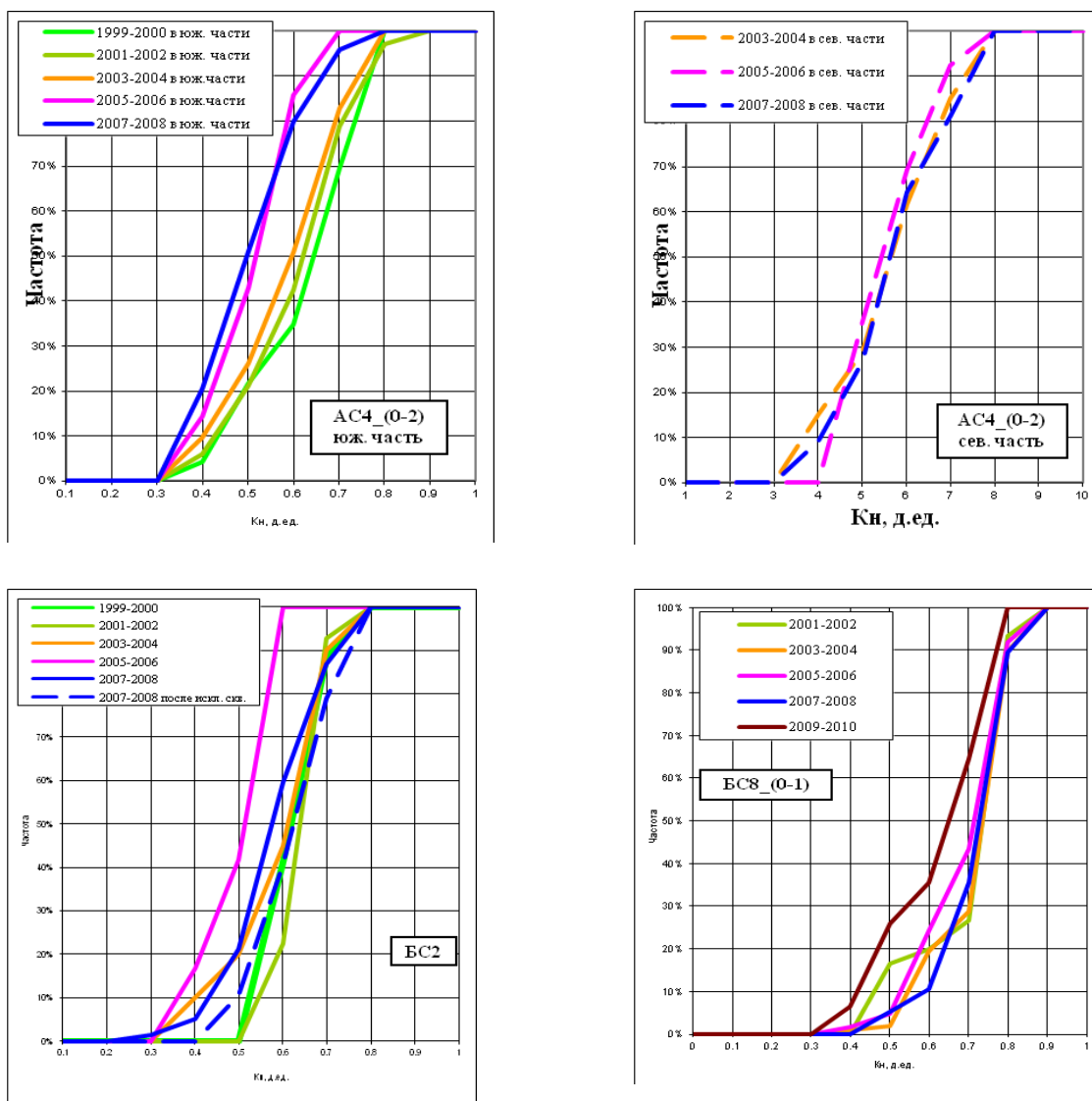


Рис. 1.7. Пример оценки влияния разработки на величину коэффициента нефтенасыщенности пластов

1.3. Информационная база для решения проблемы низкоомных коллекторов

В данной работе были обобщены результаты исследований керна и материалы ГИС по васюганской свите Ватьеганского и Грибного месторождений (рис. 1.8). На данных месторождениях принята следующая индексация продуктивных пластов васюганской свиты: ЮВ₁ на Ватьеганском и ЮС₁ на Грибном.

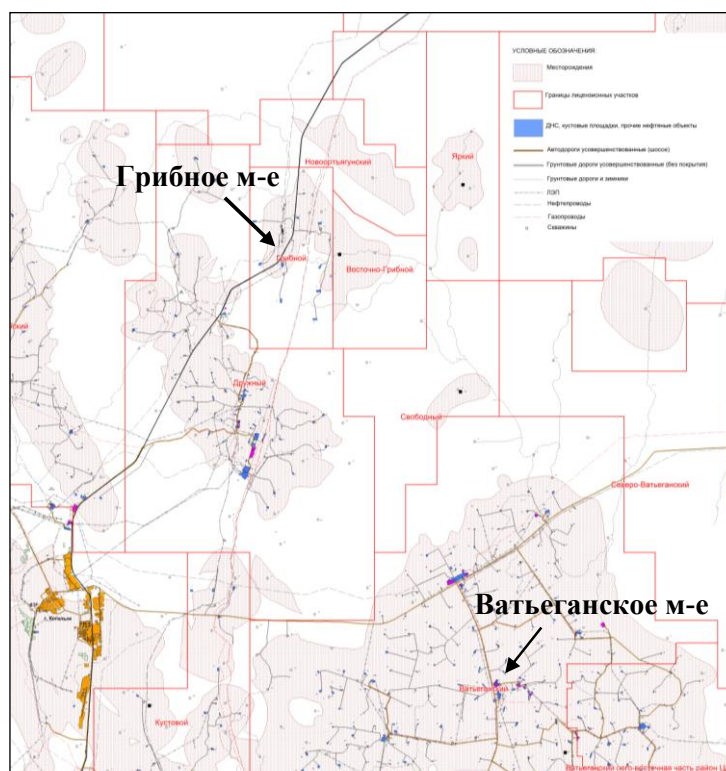


Рис. 1.8. Схема расположения изучаемых месторождений

Исследования керна

Физико-литологическая характеристика пород продуктивных пласта васюганской свиты приводится по результатам анализов кернового материала разведочных и промысловых скважин, выполненных в СибНИИНП, ВНИГНИ, Тюменской Центральной Лаборатории, а также Западно-Сибирском Геологическом Центре. Использовались данные, представленные в отчетах по подсчету запасов, а также результаты анализов керна, проведенных в 2015 году в Западно-Сибирском Геологическом Центре. Для работ по указанной тематике собран и обобщен весь имеющийся материал по исследованию керна Ватьеганского и Грибного месторождений. Всего по пласту ЮВ₁ (ЮС₁) обобщены результаты исследований керна по 4 627 образцам, отобраным из 144 скважин Ватьеганского и по 71 образцу из 7 скважин Грибного месторождения.

Для характеристики структуры пород и вещественного состава породообразующих минералов и цемента использовались данные гранулометрического и минералогического анализов, рентгенографические определения глинистых минералов, термического анализа карбонатов, изучения шлифов и макроописания пород. В отчете приводятся результаты анализа и обобщения коллекторских характеристик по продуктивным пластам ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) и ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}). Изученность пластов (в особенности их фильтрационно-емкостных свойств) достаточно высока, но не отличается равномерностью, как по комплексу, так и по количеству определительских работ. Тем не менее, информации вполне достаточно для достоверной статистической обработки результатов по изучаемым продуктивным пластам.

Методика исследований керна

Свойства пород по керну изучены по общепринятым методикам в ЦЛ Главтюменгеологии, ВНИГНИ, лаборатории физики пласта СибНИИНП, лаборатории физики пласта ТатНИПИНефть, а также в Западно-Сибирском Геологическом Центре.

Открытая пористость определялась методом насыщения, проницаемость – фильтрацией газа на установке ГК-5, водонасыщенность методом центрифугирования на режиме, применяемом при изучении коллекторов Западной Сибири, а также методом капилляриметрии и прямыми определениями на герметизированных образцах, поднятых с применением безводной промывочной жидкости. Полученные различными методами значения остаточной водонасыщенности увязаны друг с другом, а также с данными ГИС.

Средние значения и изменчивость свойств пород, представляющих продуктивные пласты васюганской свиты, а также данные о количестве скважин из которых отбирался керн и количество анализов приведены в табл. 1.2.

Литологические и фильтрационно-емкостные свойства пород – коллекторов

Пласты ЮВ₁ (ЮС₁) охарактеризован керном в 144 скважинах Литологическая характеристика пород дается по комплексу литологического и инструментального исследования керна материала.

Состав обломков аркозовый, примесь обломков пород составляет 10 – 15%. Глинистый цемент представлен хлоритовыми пленками вокруг зерен и каолинитом, сосредоточенных в порах. Открытых пор около 15 – 17% от породы, размер их колеблется от 10-20 до 50 мкм. Под микроскопом хорошо прослеживается степень уплотнения пород

пласта. Широко развиты полнолинейные, выпукло-вогнутые и даже суторовидные типы контактов и конформные типы цементации.

Глинистая составляющая пород пласта изучена методами рентгенографии в значительном количестве образцов. В целом породы-коллекторы пласта отличаются от всех предыдущих высокой степенью каолинитизации.

Таблица 1.2.

**Результаты статистической обработки анализов керн по продуктивным пластам
Ватьеганского и Грибного месторождений**

М-ние	Пласт	Статистические данные		Кп, %	Кпр, мД	Кво, %
Ватьеганское	ЮВ ₁ ¹	все образцы	min-max	<u>1,0-28,0</u>	<u>0,01-306,8</u>	<u>0,5-100,0</u>
			ср. значение	12,5	1,3	58,1
			n/N	1 612/103	1 421/103	1 218/103
		коллекторы	min-max	<u>12,1-28,0</u>	<u>0,1-306,8</u>	<u>0,5-70,5</u>
			ср. значение	15,1	2,4	51,1
			n/N	1 026/85	928/85	902/85
	ЮВ ₁ ²	все образцы	min-max	<u>1,0-19,6</u>	<u>0,01-101,0</u>	<u>0,8-100,0</u>
			ср. значение	12,7	0,5	64,7
			n/N	3 072/123	2 869/123	2 384/109
		коллекторы	min-max	<u>12,0-19,6</u>	<u>0,1-101,0</u>	<u>0,8-75,1</u>
			ср. значение	14,6	1,2	58,4
			n/N	2 028/109	1 945/109	1 757/109
Грибное	ЮС ₁ ^{1а}	все образцы	min-max	<u>6,6-19,9</u>	<u>0,3-117,5</u>	<u>26,3-85,3</u>
			ср. значение	15,7	9	43,7
			n/N	44/7	42/7	42/7
		коллекторы	min-max	<u>12,0-19,9</u>	<u>1,1-117,5</u>	<u>26,3-64,7</u>
			ср. значение	16,1	10,2	41,9
			n/N	42/7	40/7	40/7
	ЮС ₁ ^{1б}	все образцы	min-max	<u>2,9-16,7</u>	<u>0,3-13,1</u>	<u>38,9-88,2</u>
			ср. значение	13,8	2,2	55,6
			n/N	25/7	25/7	25/7
		коллекторы	min-max	<u>13,1-16,7</u>	<u>0,75-13,1</u>	<u>38,9-64,8</u>
			ср. значение	15,3	3,3	50,2
			n/N	19/6	19/6	19/6

n/N* - число образцов/количество скважин

Для пластов ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) отмечается увеличение доли хлорита (хлоритовых пленок) по сравнению с пластом ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}).

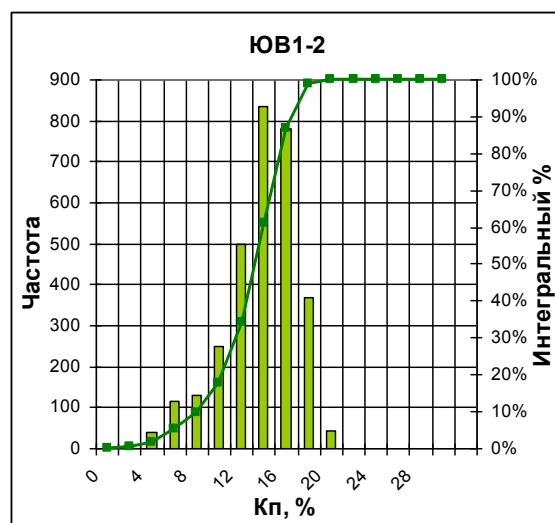
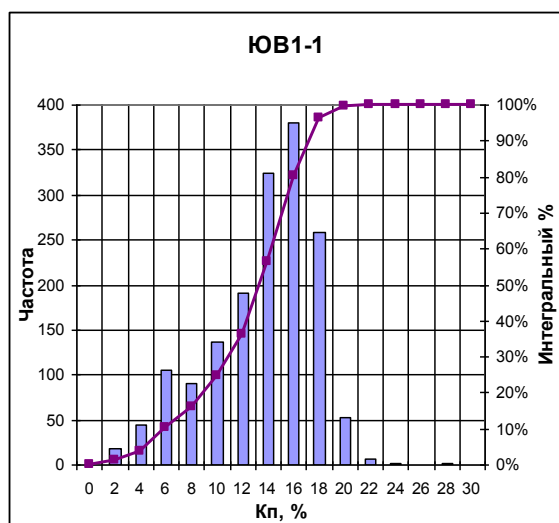
Характерной особенностью коллекторов пласта ЮВ₁ (ЮС₁) является повышенная, особенно по сравнению с вышележащими пластами карбонатизация, слюдистость, пиритизация и углистость пород. Карбонаты представлены кальцитом и глинистым сидеритом. В отдельных образцах возможно значительное присутствие доломита и

анкерита. Кальцит образовался на ранних стадиях литификации осадка. Развивается он, в основном, в отдельных порах и пережимах порового пространства, что в ряде случаев приводит к укреплению матрицы, каркаса породы и препятствует в какой-то степени дальнейшему уплотнению пород, способствуя сохранению порового коллектора. Не случайно, что песчаные породы пласта обладают относительно высокими значениями открытой пористости, но фильтрационные характеристики низки, из-за того, что при карбонатизации, благодаря эффекту появления центров кристаллизации, в первую очередь, закрываются пережимы порового пространства, которые контролируют проницаемость породы.

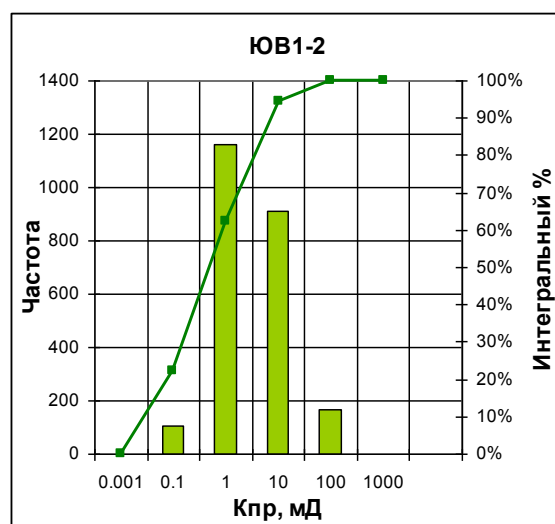
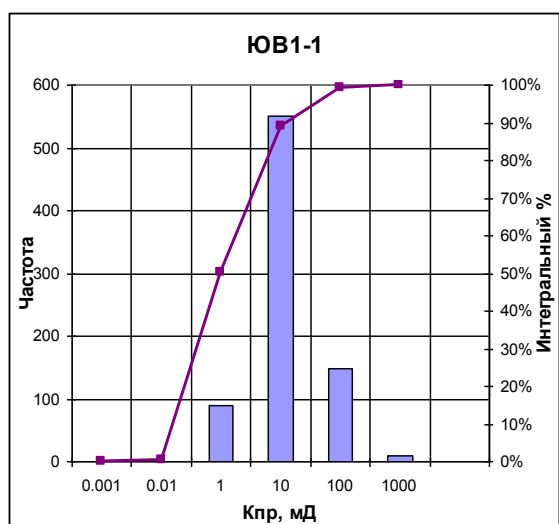
Из карбонатного материала в породах пласта широко развит глинистый сидерит. Повышенное содержание сидеритов связано, в первую очередь, с сидеритизацией гидрослюд, что встречается по всему разрезу пород пласта. Слюдистый материал, скапливаясь по плоскостям напластования, подвергался процессам гидратации. Постепенно теряя обломочный облик и приспосабливаясь к поровому пространству, он играет, в какой-то степени, роль цементирующего материала. Сидеритизация этого гидрослюдистого материала, мало отражается на коллекторских свойствах пород сама по себе. Но если процесс сидеритизации находит дальнейшее распространение, и сидеритовым материалом выполняются целые участки породы, то коллекторские свойства их резко ухудшаются. Такие крупные сидеритовые выделения часто наблюдаются в нижней части разреза пород пласта.

Еще одним из аутигенных минералов, широко развитым в породах пластов ЮВ₁ (ЮС₁) является пирит. Пирит развивается в виде отдельных мелких стяжений, нередко образуя скопления этих стяжений, которые, выполняя поровое пространство, также играют роль цемента. Содержание пирита в породе может достигать 1-2%. Нередко пирит развивается на обугленных растительных остатках, которые часто встречаются в породах пласта, особенно скапливаясь на плоскостях напластования. Для нижней части пласта характерно также развитие лейкоксена, который встречается как в виде пленок на поверхности зерен, так и в виде отдельных землистых комочков.

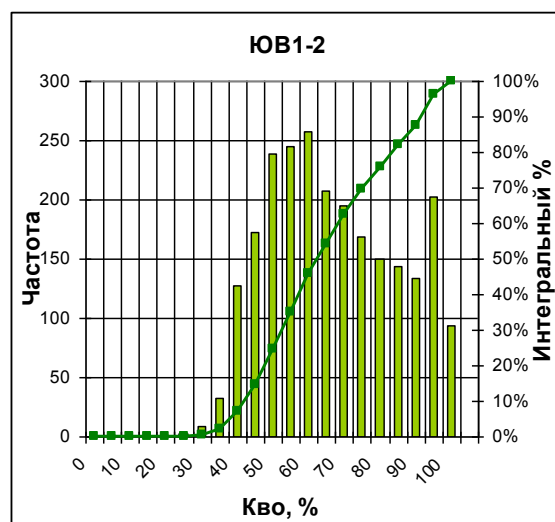
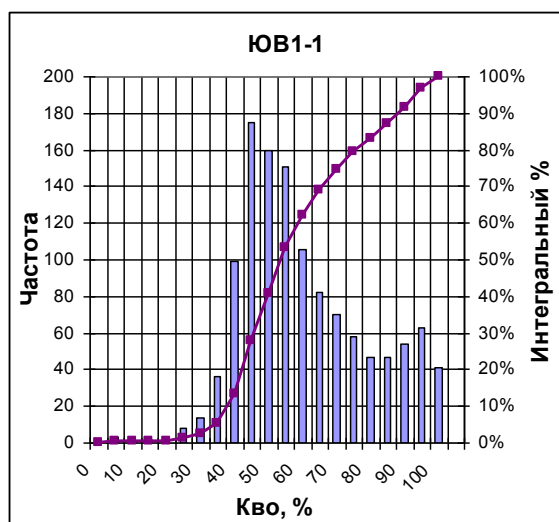
На рис. 1.9-1.10 приведены распределения открытой пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности для всей совокупности пород и для коллекторов пластов ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) и ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}). Сопоставления распределений пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности по Ватъеганскому и Грибному месторождениям приведены на рис. 1.11.



а)

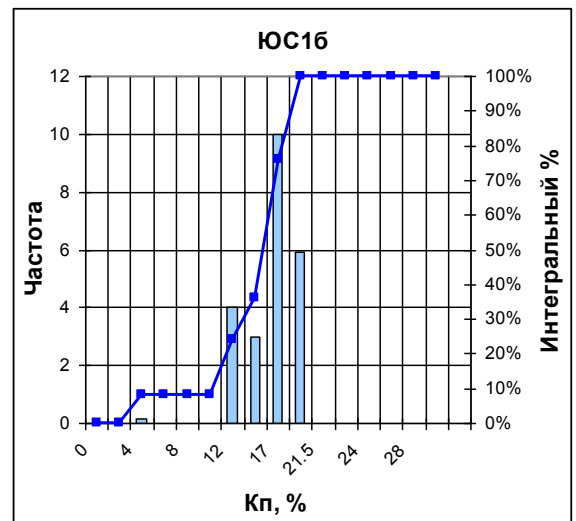
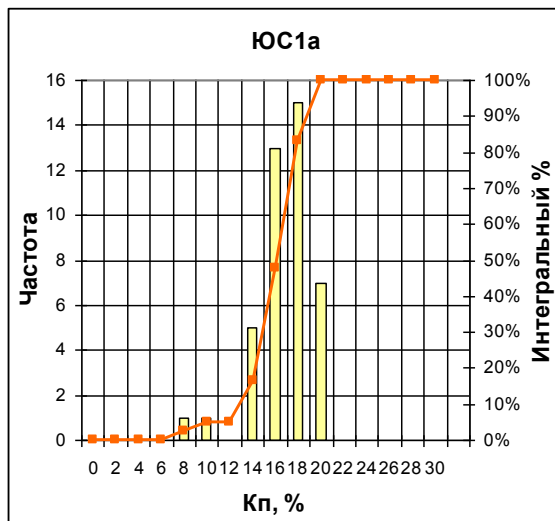


б)

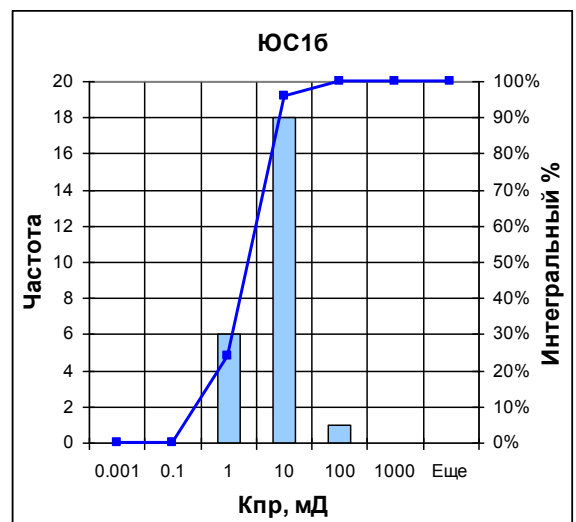
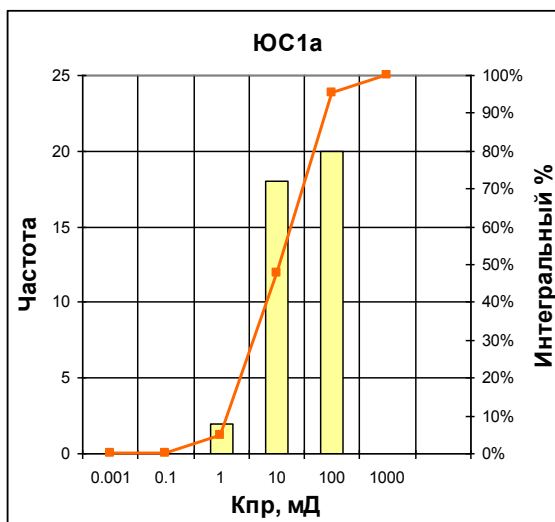


в)

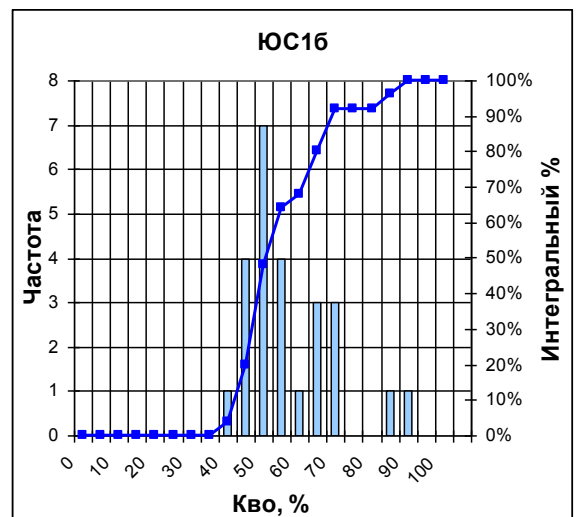
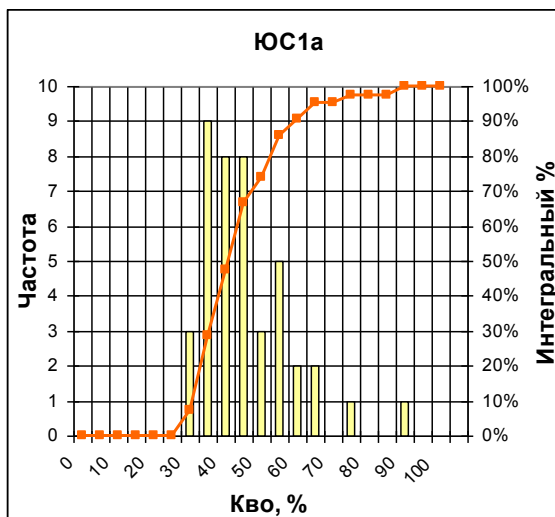
Рис.1.9. Распределения параметров Кп (а), Кпр (б), Кво (в) по данным исследований керн по продуктивным пластам ЮВ₁¹ и ЮВ₁² Ватъеганского месторождения



а)

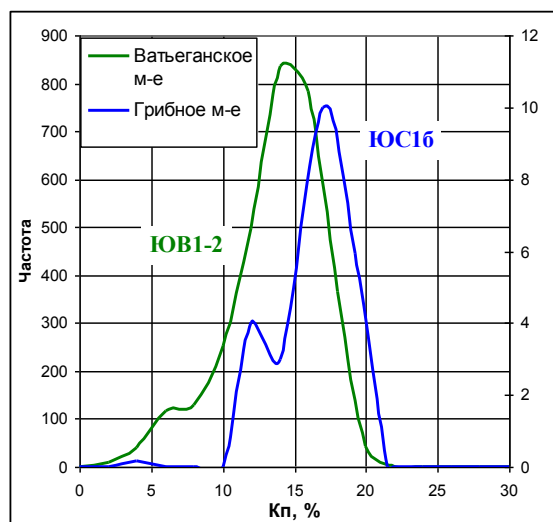
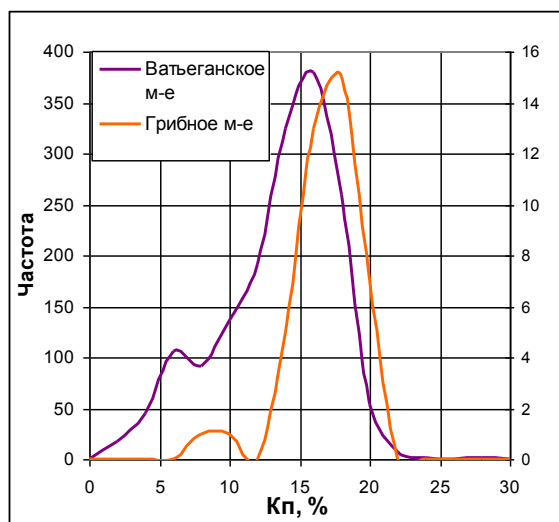


б)

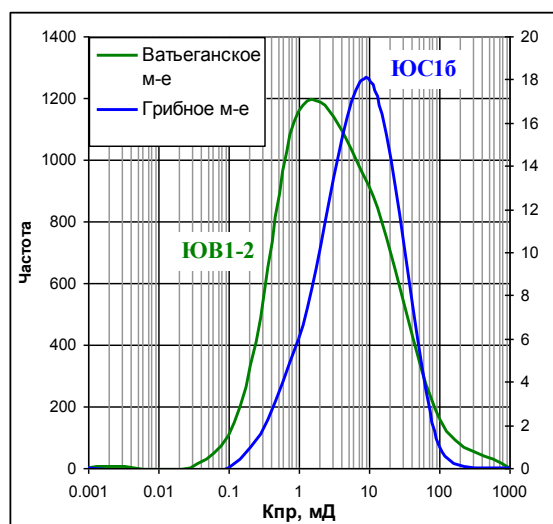
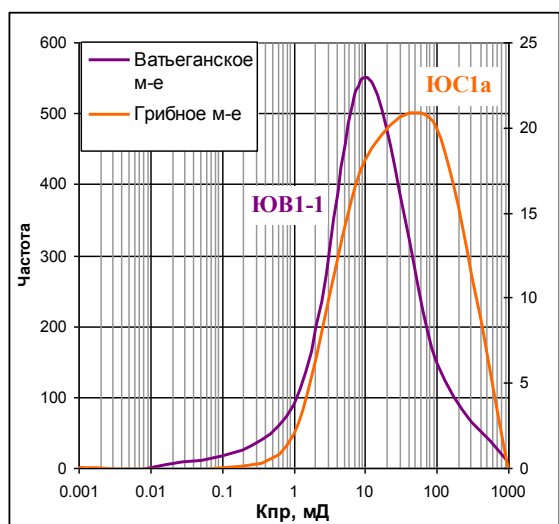


в)

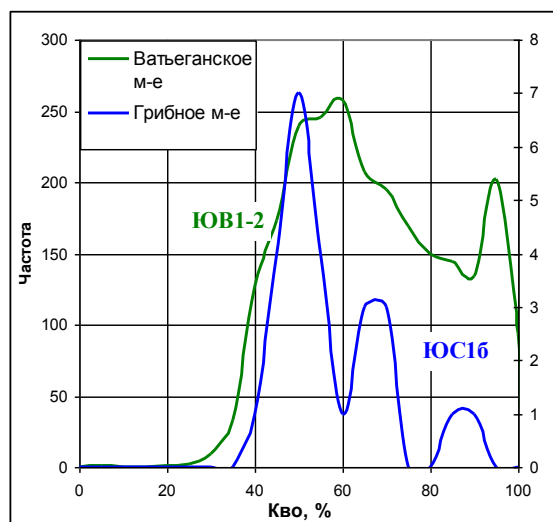
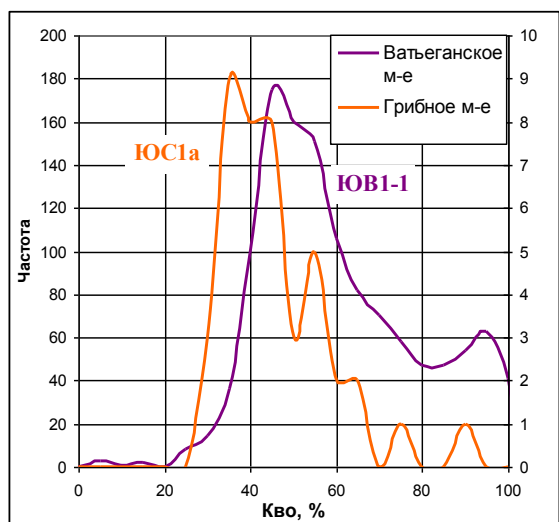
Рис. 1.10. Распределения параметров Кп (а), Кпр (б), Кво (в) по данным исследований керн по продуктивным пластам ЮС₁^{1а} и ЮС₁^{1б} Грибного месторождения



а)



б)



в)

Рис. 1.11. Распределения параметров K_p (а), K_{pr} (б), K_{vo} (в) по данным исследований керна по продуктивным пластам ЮВ_1^1 (ЮС_1^{1a}) и ЮВ_1^2 (ЮС_1^{16}) Ватьеганского и Грибного месторождений

Ватъеганское месторождение

Пласт ЮВ₁¹. Открытая пористость пласта ЮВ₁¹ изменяется в диапазоне от 1,0 до 28,0%, среднее значение по 1 612 образцам составляет 12,5%. Коллекторы пласта ЮВ₁¹ представлены 1 026 образцами с пористостью от 12,1 до 28,0%, среднее значение составляет 15,1% (табл. 1.1, рис. 1.2.а).

Проницаемость пласта ЮВ₁¹ колеблется в пределах 0,01-306,8 мД по 1 421 образцам, в среднем составляя 1,3 мД. Проницаемость в коллекторах пласта ЮВ₁¹ изменяется в пределах 0,1-306,8 мД по 928 образцам, в среднем равняясь 2,4 мД.

Остаточная водонасыщенность по пласту ЮВ₁¹ измерена на 1 218 образцах, изменяясь в пределах 0,5-100%, в среднем составляя 58,1%. В коллекторах остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,5-98,3% по 902 образцам, со средним значением 51,1%.

Пласт ЮВ₁². Открытая пористость пласта ЮВ₁² изменяется в диапазоне от 1,0 до 19,6%, среднее значение по 3 072 образцам составляет 12,7%. Коллекторы пласта ЮВ₁² представлены 2 028 образцами с пористостью от 12,0 до 19,6% , среднее значение составляет 14,6% (табл. 1.1, рис. 1.2.а).

Проницаемость пласта ЮВ₁² колеблется в пределах 0,01-101,0 мД по 2 869 образцам, в среднем составляя 0,5 мД. Проницаемость в коллекторах пласта ЮВ₁² изменяется в пределах 0,1-101,0 мД по 1 945 образцам, в среднем равняясь 1,2 мД.

Остаточная водонасыщенность по пласту ЮВ₁² измерена на 2 384 образцах, изменяясь в пределах 0,8-100%, в среднем составляя 64,7%. В коллекторах остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 0,8-98,0% по 1 757 образцам, со средним значением 58,4%.

Грибное месторождение

Пласт ЮС₁^{1а}. Открытая пористость пласта ЮС₁^{1а} изменяется в диапазоне от 6,6 до 19,9%, среднее значение по 44 образцам составляет 15,7%. Коллекторы пласта ЮС₁^{1а} представлены 42 образцами с пористостью от 12,0 до 19,9% , среднее значение составляет 16,1% (табл. 1.1, рис. 1.3.а).

Проницаемость пласта ЮС₁^{1а} колеблется в пределах 0,3-117,5 мД по 42 образцам, в среднем составляя 9 мД. Проницаемость в коллекторах пласта ЮС₁^{1а} изменяется в пределах 1,1-117,5 мД по 40 образцам, в среднем равняясь 10,2 мД.

Остаточная водонасыщенность по пласту ЮС₁^{1а} измерена на 42 образцах, изменяясь в пределах 26,3-85,3%, в среднем составляя 43,7%. В коллекторах остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 26,3-64,7% по 40 образцам, со средним значением 41,9%.

Пласт ЮС₁^{1б}. Открытая пористость пород пласта ЮС₁^{1б} изменяется в диапазоне от 2,9 до 16,7%, среднее значение по 25 образцам составляет 13,8%. Коллекторы пласта ЮС₁^{1б} представлены 19 образцами с пористостью от 13,1 до 16,7% , среднее значение составляет 15,3% (табл. 1.1, рис. 1.3.а).

Проницаемость пород пласта ЮС₁^{1б} колеблется в пределах 0,3-13,1 мД по 25 образцам, в среднем составляя 2,2 мД. Проницаемость в коллекторах изменяется в пределах 0,75-13,1 мД по 19 образцам, в среднем равняясь 3,3 мД.

Остаточная водонасыщенность по пласту ЮС₁^{1б} измерена на 25 образцах, изменяясь в пределах 38,9-88,2%, в среднем составляя 55,6%. В коллекторах остаточная водонасыщенность изменяется в пределах 38,9-64,8% по 19 образцам, со средним значением 50,2%.

Геофизические исследования скважин, объем и качество материалов ГИС

Применяемый комплекс, в основном, соответствует условиям терригенного разреза, вскрываемого на площади месторождения, и позволяет решать типовые геолого-промысловые и технические задачи. Общим недостатком комплекса является недостаточная полнота методов пористости, связанная с незначительными объемами исследований АК и ГГК-П, отсутствующими в обязательном комплексе для эксплуатационных скважин. В связи с этим для массового определения пористости могут использоваться только данные нейтронного каротажа и метода СП.

Наличие методов ГИС по скважинам Ватъеганского месторождения приведено в табл. 1.3, Грибного – в табл. 1.4. Как видно из приведенных данных, радиоактивный каротаж, стандартная электрометрия и боковое каротажное зондирование выполнены практически в полном объеме во всех скважинах.

Стандартная электрометрия включает запись диаграмм подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N и потенциал-зондом N11M0.5A или N6.0M0.5A с одновременной регистрацией диаграммы собственных потенциалов (СП) в интервале от забоя до кондуктора скважины. В большинстве разведочных скважин произведена также запись диаграммы кровельного градиент-зонда N0.5M2.0A. Масштаб записи диаграмм КС –

2,5 Ом*м/см, а диаграммы СП – 12,5 мВ/см. Применяемая аппаратура: КСП-1, КСП-2, Э-1. Масштабы глубин: 1:500 в разведочных и 1:200 в эксплуатационных скважинах. Скорость записи 1 800 – 2 800 м/час.

Боковое каротажное зондирование выполнялось в продуктивных интервалах разреза комплектом подошвенных градиент-зондов с АО = 0,45; 1,05; 2,25; 4,25 и 8,5 м и кровельным градиент-зондом с АО = 2,25 м. Запись диаграмм КС проводилась в масштабе 2,5 Ом*м/см, а диаграммы ПС – 12,5 мВ/см. Применяемая аппаратура: КСП-1, КСП-2, КСП-1М, Э-1. Скорость записи 1 000÷3 000 м/час, масштаб записи глубин – 1:200.

Боковой каротаж выполнен в продуктивных интервалах разреза большинства скважин в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом*м/см, логарифмический модуль 6,25. Применяемая аппаратура: ТБК-3, БИК. Скорость регистрации 1 300 – 3 000 м/час.

Индукционный каротаж выполнен в интервале продуктивных отложений. Масштаб записи 20 мСм/см, масштаб глубин 1:200 (в 9 скважинах масштаб глубин 1:500). Применяемая аппаратура: АИК-3, АИК-М, ИК-2-ОКС, ПИК-1-М, запись зондом 6Ф1, 4И1 или 4Ф0.75. Скорость записи 1 500 – 2 000 м/час (в масштабе глубин 1:500, скорость 1 600-2 000 м/час).

Радиоактивный каротаж выполнялся по всему стволу скважин в масштабе 1:500 и в интервале продуктивных отложений – в масштабе 1:200. Исследования выполнены преимущественно после обсадки скважин. Гамма-метод проведен, в основном, с использованием индикаторов NaJ(Tl). Масштаб записи 0,8–1 мкр.час/см. Нейтронный каротаж выполнен с использованием полониево-бериллиевых или плутониево-бериллиевых источников мощностью $(1,0\div11,9)\cdot10^6$ н/с и индикаторов ЛДНМ. Масштаб записи кривых 0,1÷0,5 усл.ед./см. Применяемая аппаратура: ДРСТ-1, ДРСТ-3, скорость записи 100÷800 м/час (при $\tau = 6$ сек) и 450÷700 м/ час (при $\tau = 3$ сек).

Резистивиметрия выполнялась в масштабе глубин 1:500 или 1:200, масштаб записи 0,5–1 Ом*м/см. Применяемые приборы – КСП-1, КСП-2, Э-1. Скорость записи 1 500÷3 000 м/час.

Таблица 1.3.

Выполненный комплекс ГИС по продуктивным отложениям пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения

Число скв.	Ст. каротаж	БКЗ	ИК	БК	МБК	ГК	НК	АК	КВ	ГГК	ВИКИЗ	Рез
Кол-во	734	738	667	692	192	735	412	108	538	42	60	207
%	92,2	92,7	83,8	86,9	24,1	92,3	51,8	13,6	67,6	5,3	7,5	26,0

Промыслово-геофизические исследования на Ватьеганском месторождении выполнялись согласно заявкам геологических служб на основании комплекса, соответствующего назначению скважины. Замеры проводились в открытом стволе, заполненном пресным глинистым буровым раствором, имеющим следующие характеристики: удельный вес 1,11-1,23 г/см³, вязкость 20-25 сек, водоотдача 5-10 см³/30 мин, удельное сопротивление 6-8 Ом*м при 18 °С в разведочных скважинах и 2-3 Ом*м в эксплуатационных. Диаметр скважин: разведочные – 190 мм, эксплуатационные – 215,9 мм. Исследования, как правило, проводились сразу после вскрытия объектов и на них затрачивались от 1 до 3 суток.

Бурение скважин на Грибном месторождении проводилось на глинистых и полимер-глинистых растворах, имеющих следующие параметры:

удельное электрическое сопротивление 0,6-2,6 Ом при пластовых условиях;

вязкость 23-52 сек;

удельный вес 1,06-1,2 г/см³.

Следует отметить, что применяемые на водной основе пресные глинистые буровые растворы и депрессии на стенки скважин обуславливают проникновение ПЖ в проницаемые пласты, что в свою очередь способствует образованию глинистой корки и выделению коллекторов.

Естественная температура в интервале залегания пласта ЮС₁, замеренная ртутным термометром при испытании объектов изменяется в пределах от 90 °С до 99 °С при среднем значении 95,5 °С. Пластовые давления в основном близки к нормальным гидростатическим или отличаются от них незначительно.

Таблица 1.4.

Выполненный комплекс ГИС по продуктивным отложениям пласта ЮС₁ Грибного месторождения

Основной комплекс ГИС	Категория скважин	
Категория скважин	Разведочно-поисковые	Эксплуатационные
Количество скважин	20	250
Основной комплекс ГИС	Категория скважин	
Полнота выполнения, %		
1. Стандартный каротаж (ПЗ, ПС)	100	97
2. Боковой каротаж (БК)	90	96,3
3. Микробоковой каротаж (МБК)	85	2,5
4. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	95	97,1
5. Микрозондирование (МГЗ, МПЗ)	75	6,1
6. Индукционный каротаж (ИК)	95	96,7
7. Резистивиметрия	65	97,5
8. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	ГК-90; НКТ – 90	ГК-95; НКТ – 93,9
9. Кавернометрия (КВ)	75	7,8
10. Акустический каротаж (АК)	55	5,7
11. Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П)	35	78,3
12. ВИКИЗ	30	25,8

Конструкция скважин характеризуется как стандартная. Номинальный диаметр пробуренных скважин составляет 190 и 216 мм.

Технология и продолжительность бурения скважин, соотношение удельного сопротивления пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости способствовали образованию против проницаемых пород глинистых корок, а также изменению удельного сопротивления пласта в радиальном направлении, что является критерием выделения коллекторов по ГИС и дальнейшему определению геофизических параметров.

Таким образом, термобарические условия залегания пластов и технологические условия бурения скважин, в целом, можно считать благоприятными для выполнения ГИС, получения качественного материала и обработки полученных данных.

Испытания и добыча

Всего на Ватьеганском месторождении в интервале васюганских отложений испытано 97 скважин. Переданы данные о перфорации по пласту ЮВ₁ по 477 скважинам.

Данные испытаний и перфорации по Грибному месторождению изучались на основании данных, переданных по 7 эталонным скважинам.

Сведения об испытаниях и интервалах перфорации по эталонным скважинам Ватьеганского месторождения приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5.

Сведения о проведении испытаний и интервалах перфорации в пластах ЮВ₁ (ЮС₁)

Месторождение	Скважина	Интервал	Пласт	Дебит
Ватъеганское	183R	2 869,0-2 874,0	ЮВ ₁ ¹	-
		2 869,0-2 884,0	ЮВ ₁ ¹ -ЮВ ₁ ²	-
		2 872,4-2 877,2	ЮВ ₁ ²	-
		2 879,8-2 882,4	ЮВ ₁ ²	-
		2 882,2-2 884,0	ЮВ ₁ ²	-
	189R	-	-	-
	191R	2 884,0-2 888,0	ЮВ ₁ ¹	-
	5729U	2 880,8-2 883,6	ЮВ ₁ ¹	Q _H =4 м ³ /сут, Q _B =1 м ³ /сут
Грибное	81603	-	-	-
	1432	2 897,0-2 906,5	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
	838	2 885,5-2 897,5	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
	144R	2 852,8-2 861,8	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	Q _H =36,3 м ³ /сут
		2 861,8-2 864,0	ЮС ₁ ^{1б}	Q _H =25,8 м ³ /сут
	917	3 122,5-3 125,0	ЮС ₁ ^{1a}	сухо
		3 125,0-3 127,0	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	Q _H =4 м ³ /сут
		3 127,8-3 131,0	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	Q _H =19,8 м ³ /сут
	145R	2 859,0-2 866,0	ЮС ₁ ^{1a}	-
		2 859,6-2 866,8	ЮС ₁ ^{1a}	Q _H =44 м ³ /сут
		2 859,0-2 870,4	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
		2 860,0-2 870,0	ЮС ₁ ^{1б}	-
		2 868,8-2 870,4	ЮС ₁ ^{1б}	Q _H =50 м ³ /сут
	143R	2 850,4-2 856,0	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
		2 856,0-2 859,0	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
		2 861,0-2 864,0	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
	175R	2 861,0-2 870,0	ЮС ₁ ^{1a}	-
		2 862,0-2 869,0	ЮС ₁ ^{1a}	-
		2 870,0-2 875,2	ЮС ₁ ^{1a} -ЮС ₁ ^{1б}	-
		2 875,2-2 880,0	ЮС ₁ ^{1б}	-
		2 876,0-2 881,0	ЮС ₁ ^{1б}	-

Формирование эталонного массива скважин

Для разработки методики выделения в разрезе пласта ЮВ₁ (ЮС₁) низкоомных коллекторов и оценки в них Кн использовалась выборка из 5 эталонных скважин Ватъеганского (189R, 8476, 8513, 8540, 8951) и 7 эталонных скважин Грибного (143R, 144R, 145R, 175R, 838, 917, 1432) месторождений. Выбранные скважины охарактеризованы представительным по количеству образцов анализом керна и достаточным для решения поставленной задачи комплексом методов ГИС. Схемы расположения эталонных скважин для разработки методики представлены на рис. 1.12-1.13. Сведения о выполненном комплексе ГИС в данных скважинах приведены в табл. 1.6.

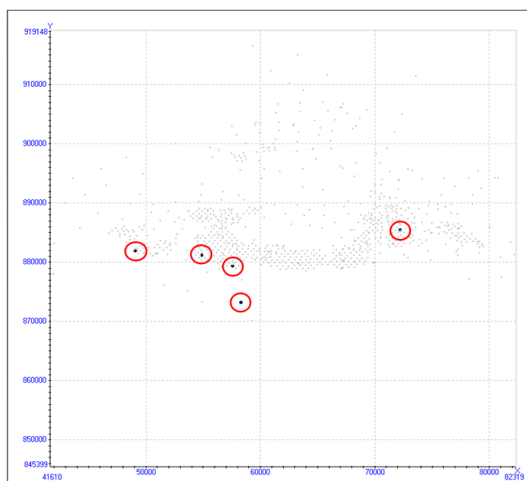


Рис. 1.12. Схема расположения эталонного массива скважин Ватьеганского месторождения

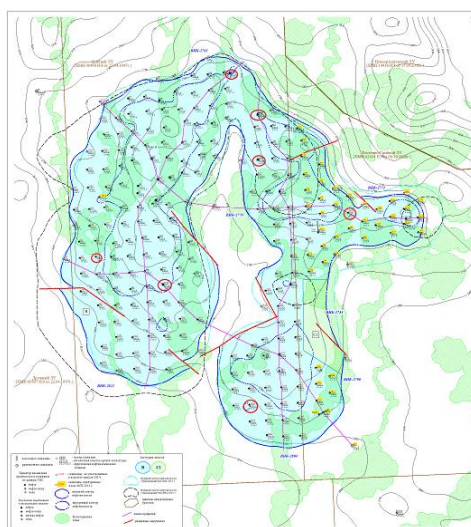


Рис. 1.13. Схема расположения эталонного массива скважин Грибного месторождения

Таблица 1.6.

Выполненный комплекс ГИС по продуктивным отложениям пласта ЮВ₁ по эталонной выборке скважин для разработки методики Ватьеганского и Грибного месторождений

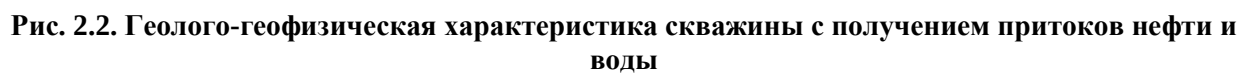
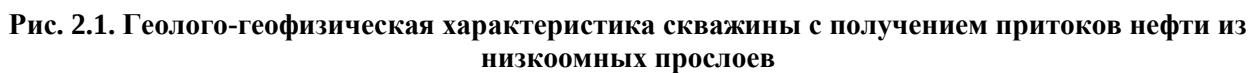
М-ние	Число скв.	Ст. картаж	БКЗ	ИК	БК	МБК	ГК	НК	АК	КВ	ГГК	ВИКИЗ	Рез
Ватьеганское	Кол-во	5	4	5	4	1	5	3	2	4	2	1	2
	%	100,0	80,0	100,0	80,0	20,0	100,0	60,0	40,0	80,0	40,0	20,0	40,0
Грибное	Кол-во	7	6	7	5	2	7	6	3	4	2	2	3
	%	100,0	85,7	100,0	71,4	28,6	100,0	85,7	42,9	57,1	28,6	28,6	42,9

Для опробования методики были использованы материалы 100 скважин Ватьеганского и 25 скважин Грибного месторождения. Из них 54 скважины Ватьеганского месторождения – это скважины, рекомендованные специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» для переиспытания. Остальные скважины – в основном, проблемные, с несоответствием результатов обработки результатам испытаний.

2. ОСОБЕННОСТИ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧАЕМЫХ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Особенностью рассматриваемых отложений является получение притоков нефти по всему интервалу пластов ЮВ₁ (ЮС₁) и фактическое отсутствие ВНК по результатам испытаний разведочных скважин. Верхняя часть разреза – пласт ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) – характеризуется высокими ФЕС, высокими значениями удельного сопротивления. Для нижней части разреза – пласт ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) – характерно снижение УЭС, что обычно интерпретируется по ГИС как водоносный коллектор. По этой причине расчет коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике в нижней части разреза приводит к получению заниженных значений (< Кно), что противоречит данным испытаний и добычи. Таким образом, задачей данной работы было не только объяснение природы низкоомных коллекторов, но и решение практической задачи по оценке коэффициента нефтенасыщенности.

В традиционном терригенном разрезе снижение УЭС при неизменной пористости коллектора свидетельствует о смене характера насыщенности пласта с нефти на воду. Пример геолого-геофизического планшета с выделением нефти и воды по ГИС, а также с результатами испытаний, подтверждающих установленное по ГИС насыщение, представлен на рис. 2.1. На рис. 2.2 представлен геолого-геофизический планшет с низкоомными пластами с вынесенными данными по перфорации и ПГИ, из которых следует, что приток нефти получен из интервала, проинтерпретированного как водонасыщенный по ГИС, так как характеризуется снижением удельного электрического сопротивления.



2.1. Установление природы низкоомных коллекторов на Ватьеганском месторождении

В предыдущем разделе были рассмотрены следующие основные причины, влияющие на снижение величины сопротивления пород:

1. Анизотропия пород, то есть микрослоистая последовательность песчаников и глин. Тонкие глины оказывают шунтирующее влияние на сопротивление пласта.
2. Локальное присутствие в изучаемых отложениях аномально минерализованной пластовой воды.
3. Электронная проводимость внутри матрицы породы, обусловленная наличием акцессорных проводящих минералов (например, пирита), которые выступают в качестве дополнительного проводника.
4. Повышенное содержание связанной воды, объясняющееся высокой глинистостью коллекторов, тонкозернистостью песчаников, внутренней микропористостью скелетной фракции.
5. Влияние разработки месторождения.

Ниже последовательно рассмотрены эти факторы по данным Ватьеганского и Грибного месторождений. В отдельный раздел вынесен детальный анализ данных гранулометрии.

Микрослоистость (анизотропия). На фотографии керна, отобранного из изучаемого пласта васюганской свиты ЮВ₁ Ватьеганского месторождения (рис. 2.3), видно монолитное строение коллектора. В пласте ЮВ₁ отсутствует анизотропия или аномальная микрослоистая последовательность песчаников и глин.

Локальное присутствие аномально минерализованной пластовой воды. Пласты ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1a}) и ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) являются единой гидродинамической системой. Пластовые воды васюганских отложений имеют типичную для верхнеюрских отложений минерализацию. При одинаковой минерализации пластовой воды пласт ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1a}) интерпретируется по методам ГИС как традиционный коллектор, в то время как пласт ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) является низкоомным.

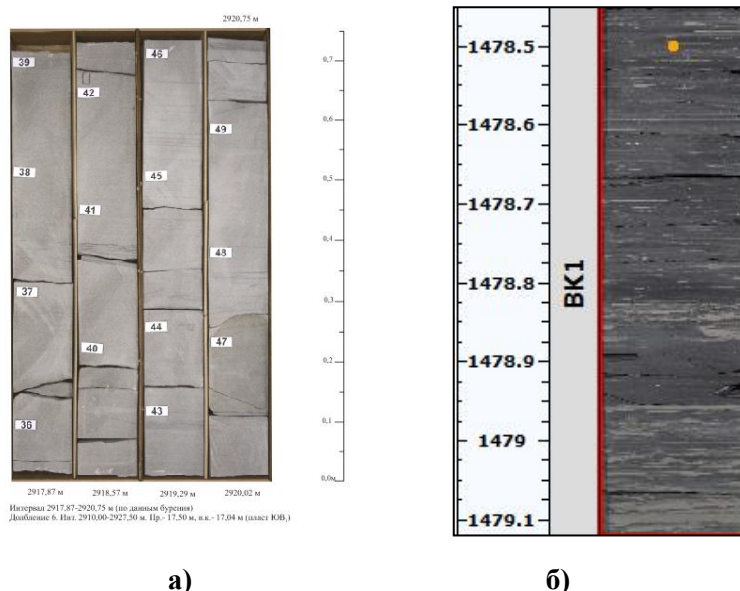


Рис. 2.3. Фотографии керна пласта ЮВ₁ из скважины Ватьеганского месторождения (а), пласта ВК₁ викуловской свиты Каменной площади (б)

Присутствие минералов с электронной проводимостью. Основным минералом, оказывающим влияние на снижение сопротивления в осадочных горных породах, является пирит. Согласно фотографиям и описанию шлифов и данным рентгено-структурного анализа, содержание пирита в пластах ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) и ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) невелико, хотя встречается повсеместно и равномерно. Содержание пирита изменяется в пределах от 1 до 3%, составляя в среднем 1%, не образуя проводящих цепей, изоказывающих шунтирующее действие (рис. 2.4). При этом пласт ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) обладает более высоким сопротивлением и безошибочно интерпретируется по ГИС как нефтенаасыщенный, а пласт ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) имеет низкое сопротивление и интерпретируется водоносным. Из литературных источников известно, что влияние пирита на величину сопротивления отмечается при его содержании в породе более 7%.

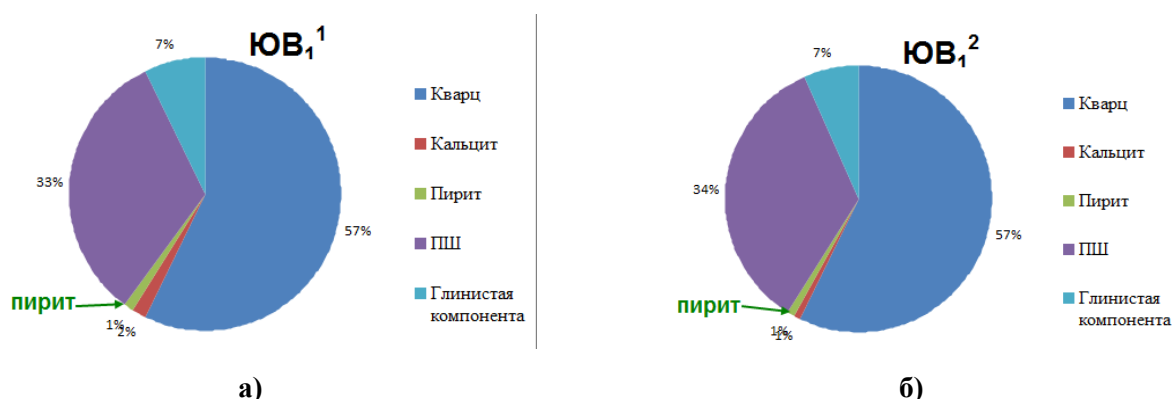
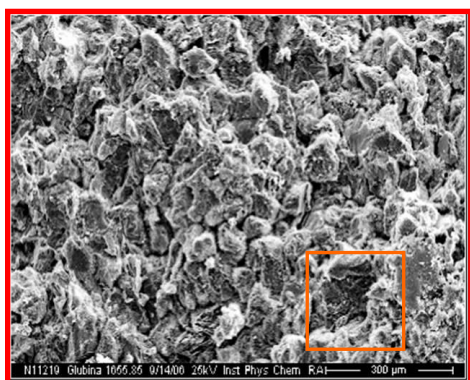


Рис. 2.4. Вещественный состав отложений пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения: а) – ЮВ₁¹, б) – ЮВ₁²

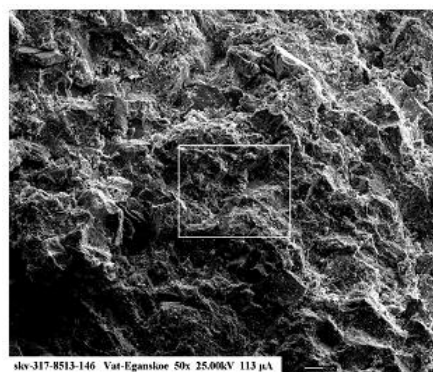
Повышенное содержание связанной воды. На повышение величины коэффициента остаточной водонасыщенности может оказывать влияние внутренняя

микропористость матрицы породы, аномальный вещественный состав глинистой компоненты, гранулометрический состав отложений.

Внутренняя микропористость – пористость внутри матрицы породы за счет вторичных изменений в зернах скелета. На РЭМ-снимке васюганских отложений Ватьеганского месторождения (рис. 2.5,б) вторичных изменений в зернах пород не наблюдается.



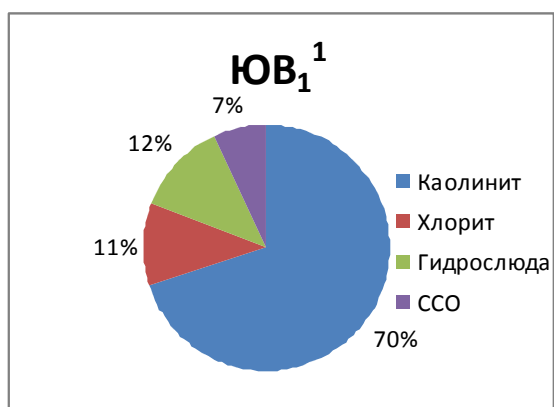
а)



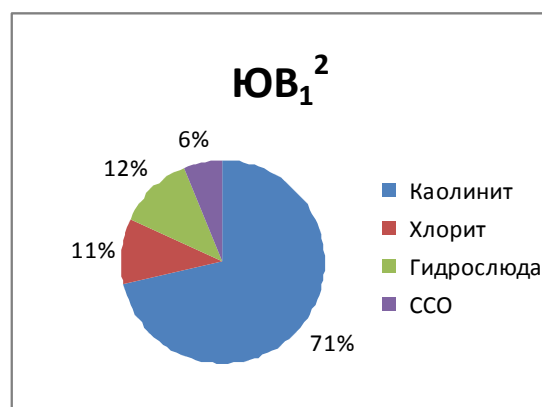
б)

Рис. 2.5. РЭМ-снимки образцов Песчаноозерского (а) и Ватьеганского (б) месторождений

Согласно данным рентгено-структурного анализа, вещественный состав глинистой компоненты изучаемых пластов ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) и ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) практически идентичен, в то время как пласт ЮВ₁² (ЮС₁^{1б}) является низкоомным (рис. 2.6). Кроме того, распределения содержания глинистой фракции по керну для пластов ЮВ₁ (ЮС₁) показывают равное содержание глинистой компоненты в традиционном пласте ЮВ₁¹ (ЮС₁^{1а}) и низкоомном пласте ЮВ₁² (ЮС₁^{1а}) (рис. 2.7).



а)



б)

Рис. 2.6. Вещественный состав глинистой компоненты по пластам ЮВ₁ Ватьеганского месторождения: а) – ЮВ₁¹, б) – ЮВ₁²

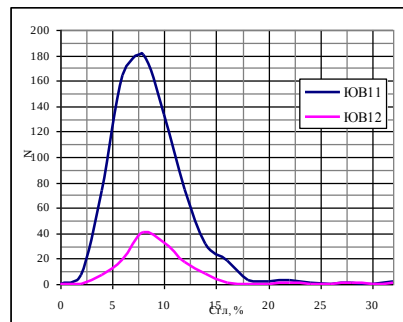


Рис. 2.7. Распределение содержания глинистой компоненты по данным гранулометрии по пласту ЮВ₁

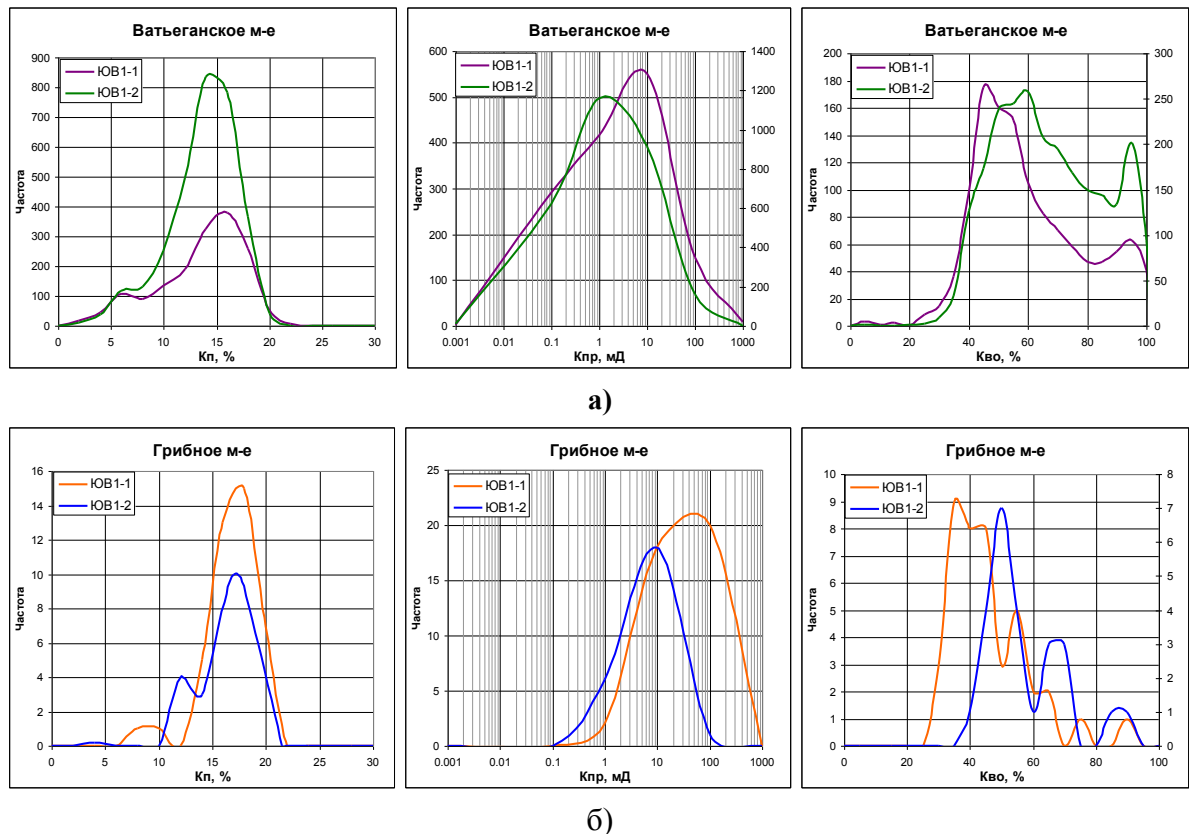


Рис. 2.8. Сопоставление распределений ФЕС по керну Ватъеганского (а) и Грибного (б) месторождений

Влияние разработки месторождения может быть одной из возможных причин появления низкоомных прослоев в продуктивном разрезе. Ватъеганское месторождение разрабатывается более 10 лет. Анализ величин УЭСп по индукционному каротажу по Ватъеганскому месторождению в зависимости от года бурения скважины (рис. 2.9) показал, что не наблюдается снижения сопротивления в скважинах, пробуренных позднее 1990 г. — начала эксплуатации месторождения.

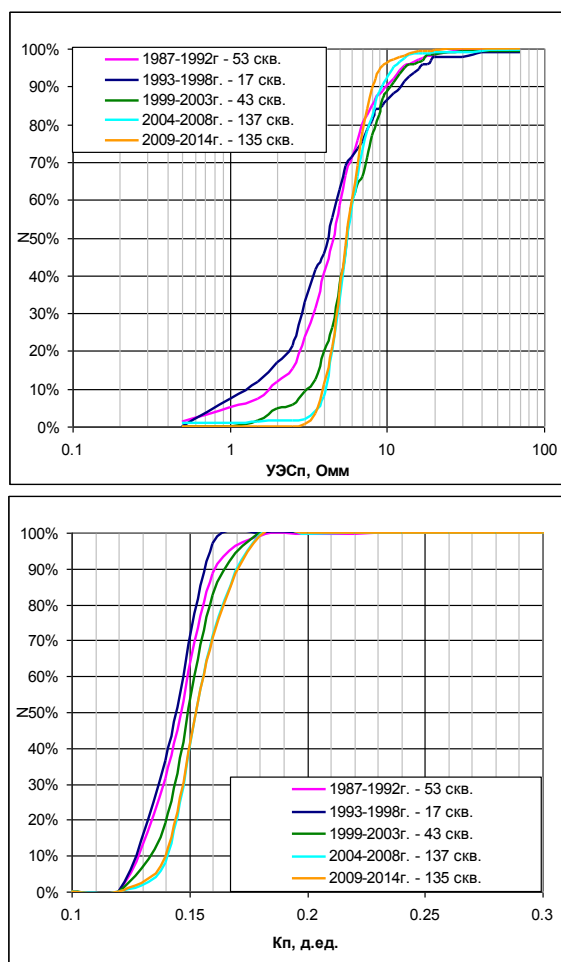


Рис. 2.9. Анализ влияния разработки на величину УЭСП и Кп

2.2. Детальный анализ фракционного состава пород для выделения литотипов

Ватъеганское месторождение

Для изучения влияния фракционного состава отложений Ватъеганского месторождения на ФЕС были изучены данные гранулометрии. На дату последних исследований по Ватъеганскому месторождению 2015 г. была проведена гранулометрия на 784 образцах, отобранных из 59 скважин. Новые исследования, проведенные ООО «ЗапСибГЦ», произведены по 62 образцам, отобранным из 5 скважин.

Первоначальный анализ гранулометрии по трем основным фракциям (песчаной, алевритовой и глинистой) показал, что содержание фракций практически неизменно по разрезу пластов ЮВ₁¹-ЮВ₁² (рис. 2.10). Затем были построены сопоставления содержания каждой из фракций и ФЕС пород по пластам ЮВ₁¹-ЮВ₁². Как следует из рис. 2.11, повышение содержания песчаной компоненты приводит к увеличению ФЕС пород:

происходит закономерное увеличение пористости, проницаемости, снижается объем связанной воды. Увеличение содержания алевроитовой компоненты ухудшает ФЕС пород: пористость и проницаемость снижаются, увеличивается связанная вода. Изучение глинистой компоненты показало, что глинистая фракция не оказывает влияния на ФЕС пород. Построенные сопоставления гранулометрических фракций и ФЕС пород для обоих пластов – ЮВ₁¹ с традиционным коллектором и низкоомного ЮВ₁² – образуют единые зависимости.

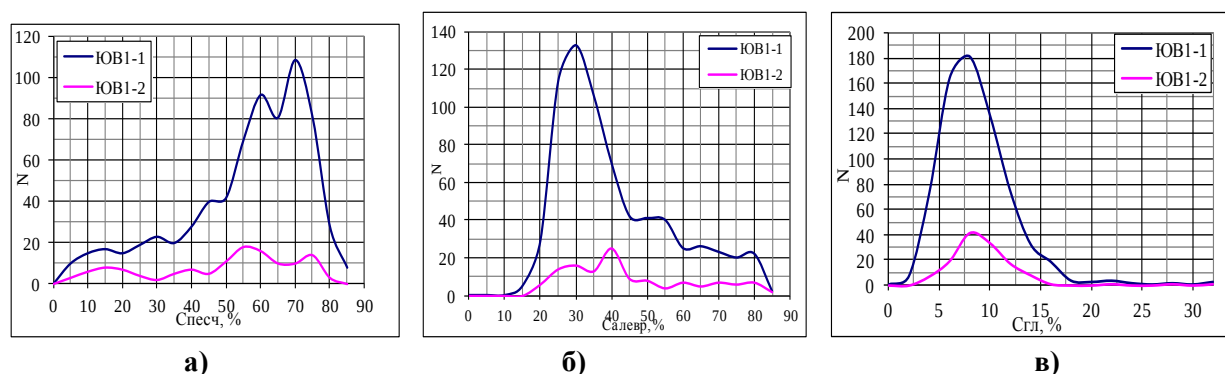
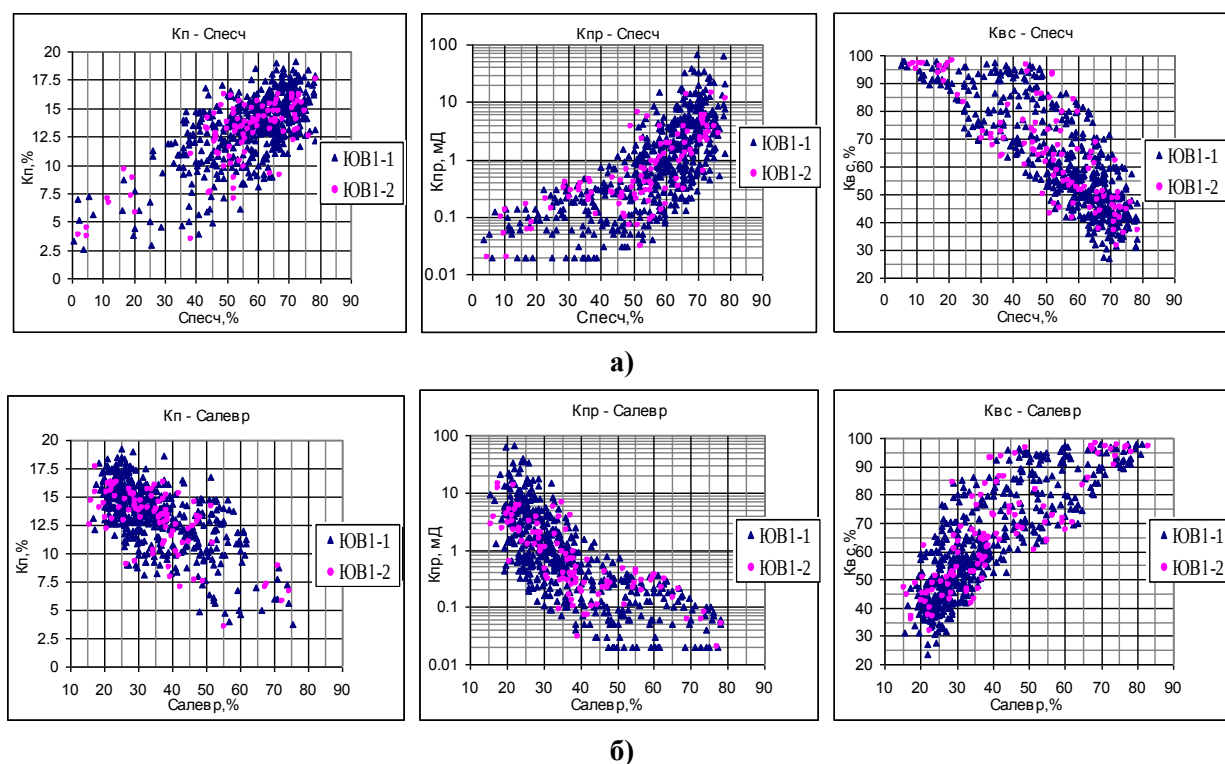


Рис. 2.10. Распределение содержания фракций по пластам ЮВ₁¹ и ЮВ₁²:
а) – Спесч, б) – Салевр, в) – Сгл



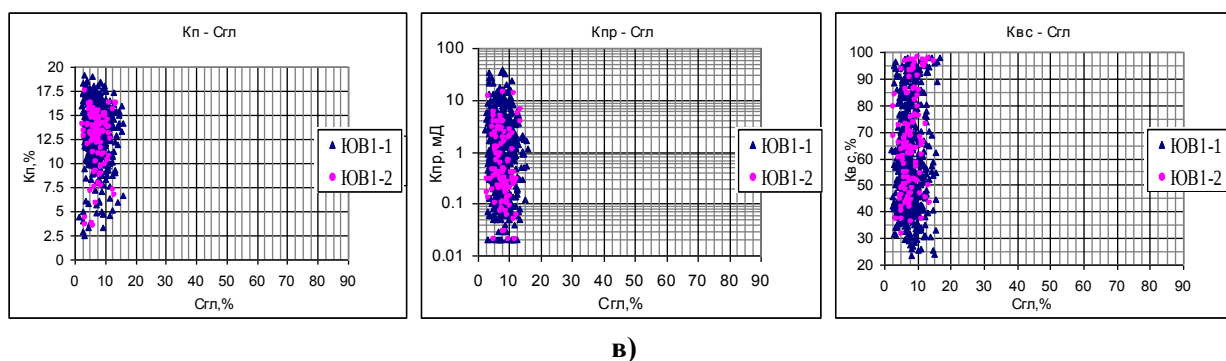


Рис. 2.11. Сопоставления ФЕС пород и содержания гранулометрических фракций:
а)- Спесч, б) – Салевр, в) – Сгл

Таким образом, рассмотрение трех основных «укрупненных» фракций (песчаной, алевритовой и глинистой) дало основание для рассмотрения алевритовой компоненты как основного фактора, влияющего на ухудшение ФЕС отложений, но не позволило выявить особенности низкоомного пласта ЮВ₁² и отделить его от традиционного коллектора ЮВ₁¹ на данных сопоставлениях. Более детальное рассмотрение данных гранулометрии с разбиением частиц по размерам внутри каждой фракции показало, что частицы самого мелкого размера песчаной фракции влияют на ФЕС пород аналогично частицам алевритовой фракции (рис. 2.12). Таким образом, было пересмотрено разделение частиц по фракциям и самые мелкие частицы песчаной фракции были отнесены к алевритовой фракции. Стандартное разделение размеров частиц по фракциям представлено в таблице 2.1, принятое в данной работе – в таблице 2.2. Все последующие построения выполнены с использованием принятого разделения.

Таблица 2.1.

Стандартное разделение размеров частиц по фракциям

Фракции	Размер		Размер, мм
Песчаная фракция	Крупная		1,0-0,5
	Средняя		0,5-0,25
	Мелкая	1	0,25-0,16
		2	0,16-0,125
Алевритовая фракция	Крупная		0,1-0,05
	Мелкая		0,05-0,01
	Глинистая фракция		0,01-0,001
Глинистая фракция	Крупная		0,01-0,001
	Мелкая		<0,001

Таблица 2.2.

Принятое разделение частиц по фракциям

Фракции	Размер	Размер, мм
Песчаная фракция	Крупная+Средняя+мелкая (1,2)	1-0,125
Алевритовая фракция	Спесч (3)+Сал	0,125-0,01
Глинистая фракция	Крупная+мелкая	0,01-0,001; <0,001

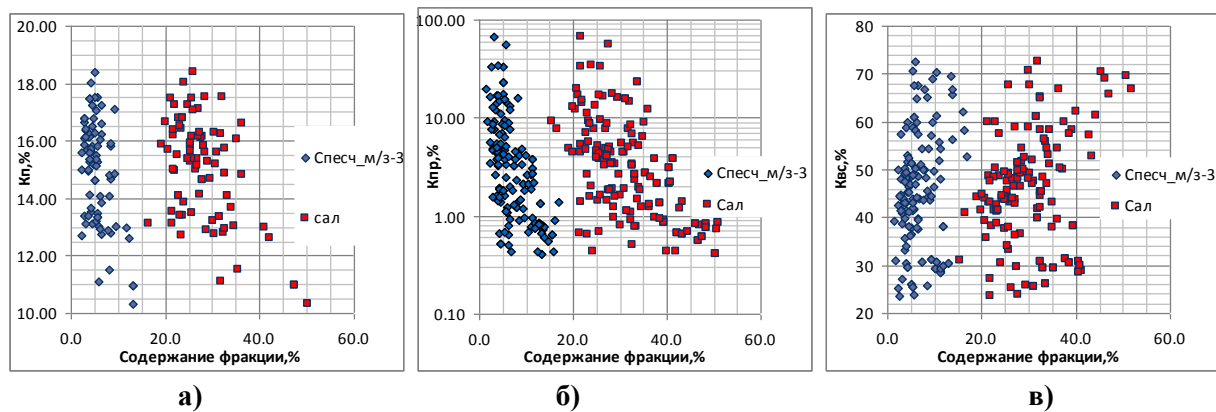


Рис.2.12. Сопоставления ФЕС пород и содержания новой алевроитовой фракции:
а) – Кп, б) – Кпр, в) – Квс

По результатам принятого деления по фракциям были построены сопоставления алевроитовой фракции и ФЕС пород для обоих пластов (рис. 2.13). Как видно из рис. 2.13, пористость в обоих типах остается практически неизменной, при переходе от первого типа ко второму остаточная водонасыщенность увеличивается, снижается проницаемость.

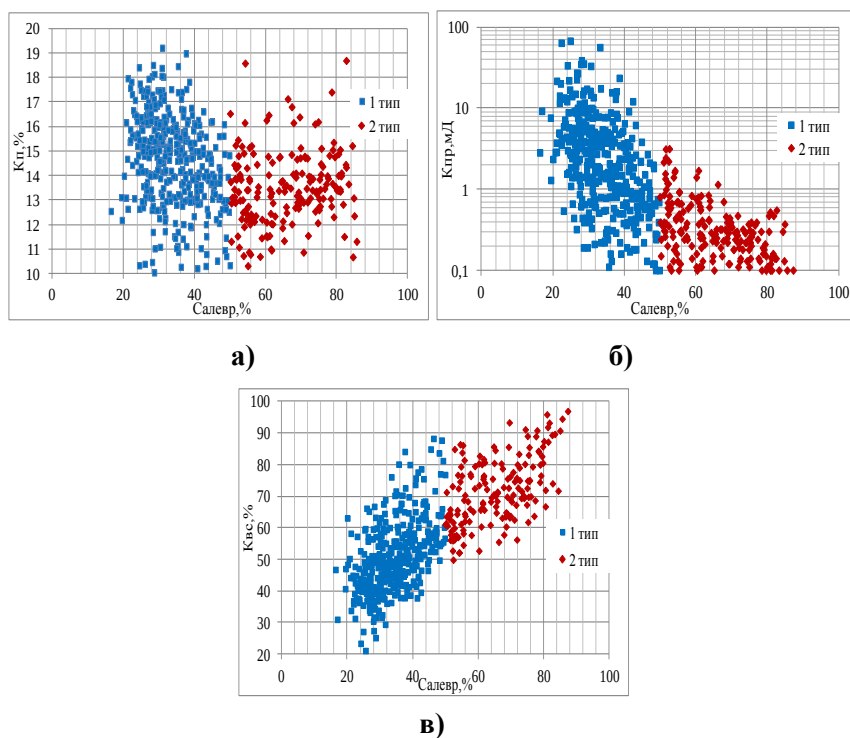


Рис. 2.13. Сопоставления ФЕС пород и содержания новой алевроитовой фракции:
а) – Кп, б) – Кпр, в) – Квс

3. УСТАНОВЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ПО КЕРНУ И ГИС ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ

Для изучения изменения содержания фракций по разрезу данные гранулометрии с новым разделением на фракции были представлены на геолого-геофизических планшетах в зависимости от глубины отбора образцов (рис. 3.1): содержание алевритовой фракции возрастает с глубиной, что приводит к ухудшению ФЕС пород по керну – проницаемость снижается, остаточная водонасыщенность увеличивается, а пористость остается практически неизменной. Был сделан вывод, что именно структурные характеристики пород оказывают влияние на сопротивление пород. На диаграммах четко выделяется переход от преобладающей песчаной фракции к преобладающей алевритовой – на определенных глубинах содержание алевритовой фракции начинает превышать 50%. На этом основании в исследуемых отложениях Ватьеганского месторождения было выделено 2 литотипа (рис. 3.1). В пласте ЮВ₁¹ отмечается преобладание первого литотипа, однако может проявляться и второй литотип. В пласте ЮВ₁² преобладает второй литотип, в меньшей степени встречается первый литотип.

Значение (Сал,гр=50%) было принято как граничное для разделения двух литотипов. *Первый литотип* сложен крупными фракциями и характеризуется более высокими сопротивлениями. *Второй литотип* сложен, в основном, алевритовой и мелкозернистой песчаной фракциями, характеризуется низкими сопротивлениями и по ГИС зачастую интерпретируется как водонасыщенный (изучаемые низкоомные породы).

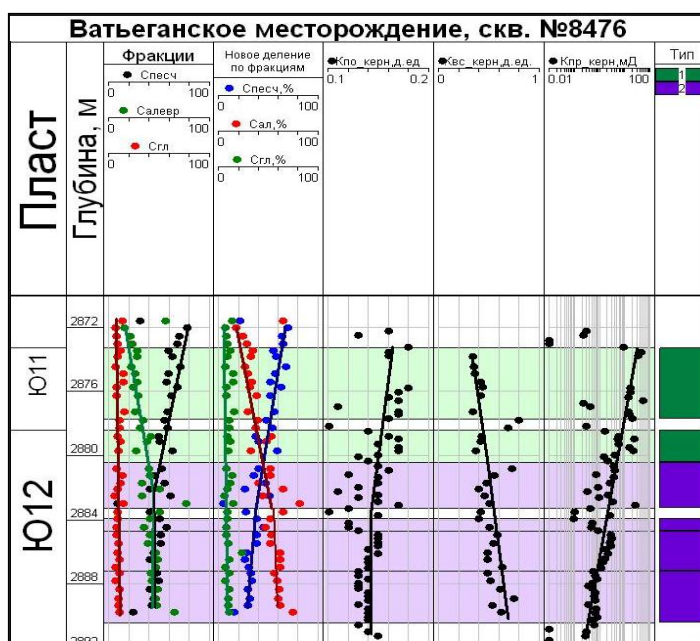
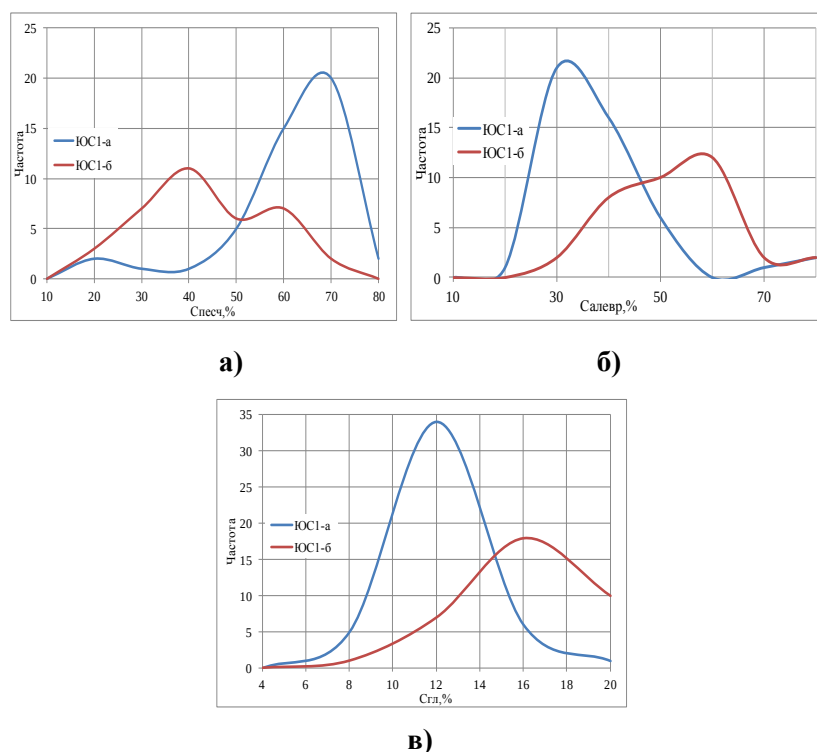


Рис. 3.1. Изменение свойств пород по керну и данным гранулометрии в зависимости от глубины

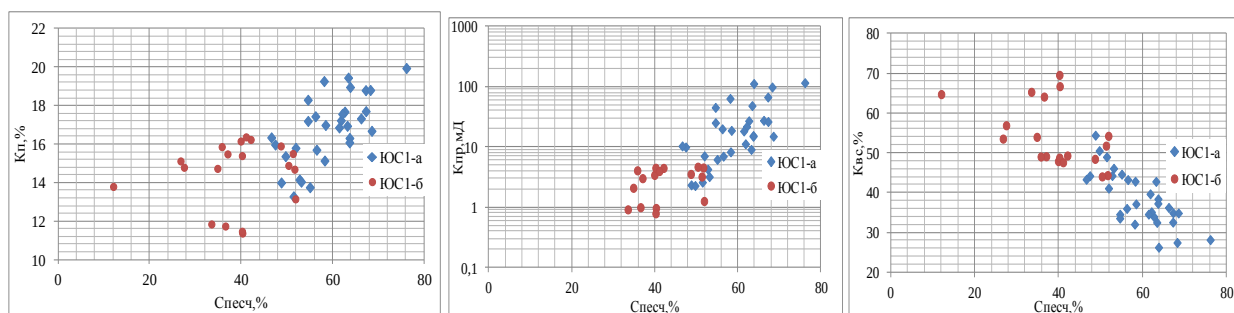
Грибное месторождение

Для изучения влияния фракционного состава отложений на ФЕС были изучены данные гранулометрии Грибного месторождения, проведенные ООО «ЗапСибГЦ». Исследования произведены по 80 образцам, отобраным из 7 скважин.

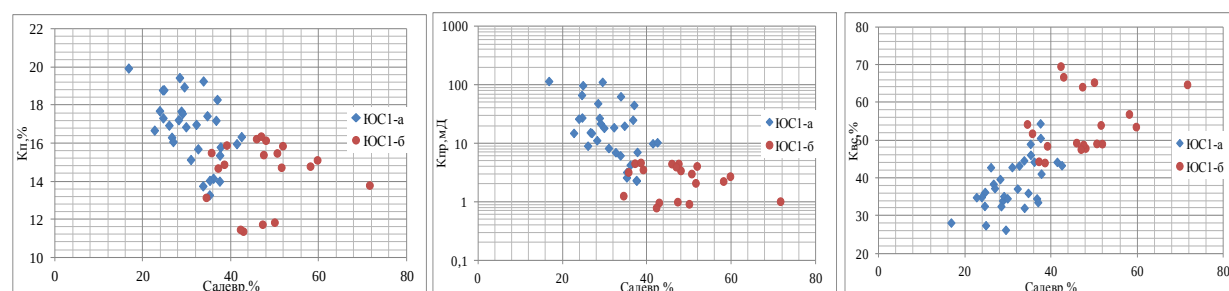
Анализ гранулометрии по трем основным стандартным фракциям (песчаной, алевритовой и глинистой) показал, что песчаная фракция преобладает в пласте ЮС₁^{1а}, тогда как в пласте ЮС₁^{1б} наблюдается преобладание алевритовой и глинистой фракций (рис. 3.2). Затем были построены сопоставления содержания каждой из фракций и ФЕС пород по пластам ЮС₁^{1а}-ЮС₁^{1б}. Как следует из рис.3.2, повышение содержания песчаной компоненты приводит к увеличению ФЕС пород: происходит закономерное увеличение пористости, проницаемости, снижается объем связанной воды. Увеличение содержания алевритовой и глинистой компонент ухудшает ФЕС пород: пористость и проницаемость снижаются, увеличивается связанная вода. На полученных сопоставлениях гранулометрических фракций и ФЕС пород для обоих пластов – ЮС₁^{1а} с традиционным коллектором и низкоомного ЮС₁^{1б} видно, что пласт ЮС₁^{1б} обладает преимущественно ухудшенными коллекторскими свойствами в сравнении с пластом ЮС₁^{1а} (рис. 3.3).



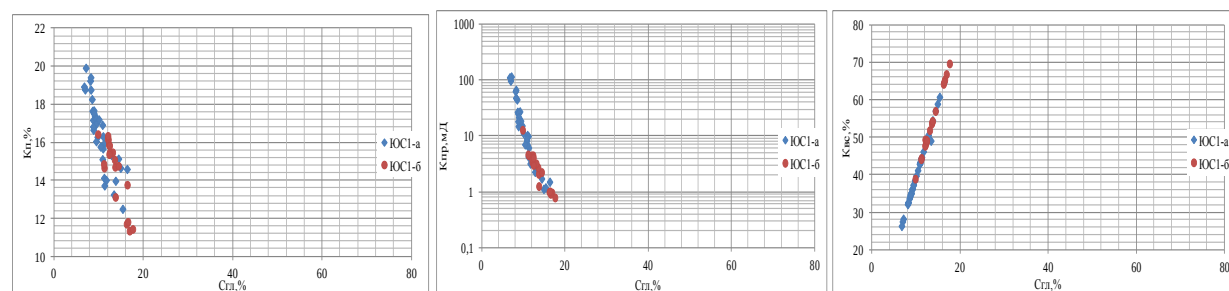
**Рис. 3.2. Распределение содержания фракций по пластам ЮС₁^{1а} и ЮС₁^{1б}:
а) – Спесч, б) – Салевр, в) – Сгл**



а)



б)



в)

**Рис. 3.3. Сопоставления ФЕС пород и содержания гранулометрических фракций:
а) Спесч, б) Салевр, в) Сгл**

Анализ гранулометрии выявил, что преобладание алевритовой и глинистой компоненты, является основным фактором, влияющим на ухудшение ФЕС отложений.

Принято деление на литотипы аналогично Ватъеганскому месторождению. В Грибном месторождении в пласте ЮС₁^{1а} преобладает *первый литотип*, в подошвенной части пласта может встречаться *второй*, пласт ЮС₁^{1б} относится преимущественно ко второму литотипу и частично в кровле пласта – к первому. Значение (Сал_гр=46%) было принято как граничное для разделения двух литотипов (рис. 3.4).

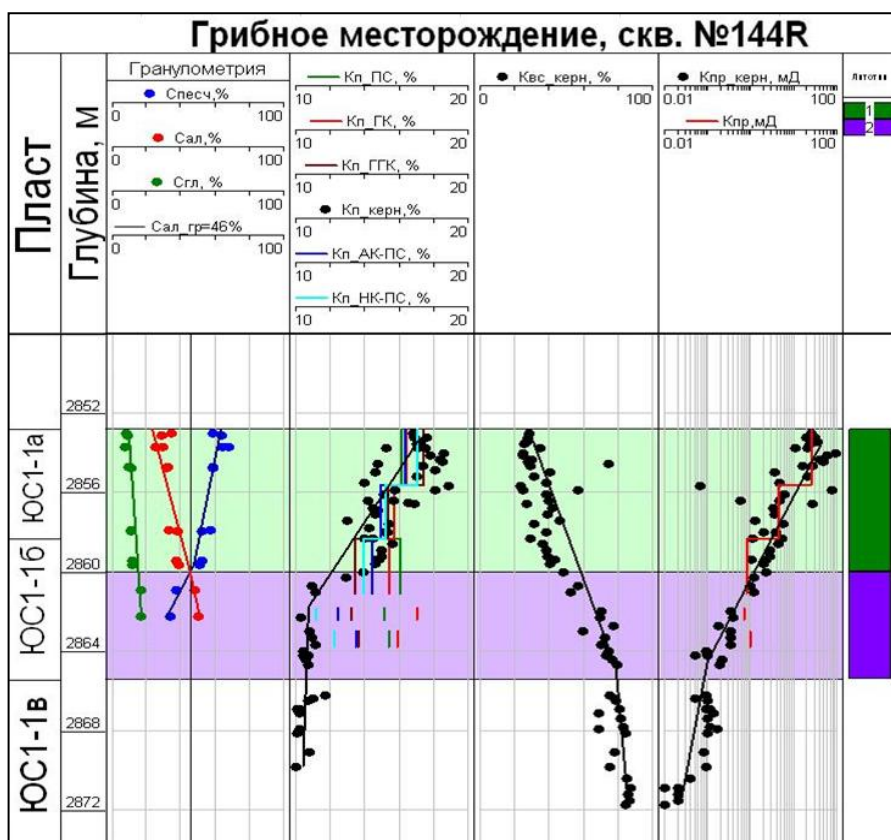


Рис. 3.4. Изменение свойств пород по керну и данных гранулометрии в зависимости от глубины

В результате анализа данных гранулометрии по двум месторождениям установлено два литотипа пород. Первый литотип обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, чем второй. Следует отметить, что к ухудшению ФЕС во втором литотипе Ватьеганского месторождения приводит увеличение содержания алевроитовой и мелкозернистой песчанистой фракций, тогда как в Грибном месторождении на ухудшение коллекторских свойств влияет преобладание алевроитовой и глинистой фракций.

3.1. Литолого-фациальные условия отложения осадков васюганской свиты для выявления возможных геологических причин формирования подобных типов разрезов с низкоомными коллекторами

Ватьеганское месторождение

Прогнозирование литофациального состава пород является важной частью исследований сложных коллекторов, которая позволяет увеличить достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств.

Пласты горизонта ЮВ₁ характеризуются весьма сложным и неоднозначным распределением литологических и фильтрационно-емкостных свойств. Из литературы

известно, что осадконакопление васюганской свиты происходило в прибрежно-морской обстановке. Многообразие фаций объясняется частыми изменениями относительного уровня моря (трансгрессии – регрессии) при формировании осадков горизонта ЮВ₁ обусловили их цикличное строение и значительную фациальную изменчивость [1].

Пласт ЮВ₁ приурочен к васюганской свите и представлен неравномерным чередованием песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин, часто алевроитистых. В пределах рассматриваемой территории он делится на два объекта: пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁². Более широко песчаные коллекторы развиты в объеме пласта ЮВ₁¹. Они характеризуются довольно однородным составом и повышенным коэффициентом песчаности. Для пласта ЮВ₁², наоборот, характерно прерывистое развитие пород-коллекторов, в результате чего песчаность разреза снижается, увеличивается количество алевроитистых образований [2].

В результате литолого-фациального анализа выявлено, что отложение Васюганской свиты Ватъеганского и Грибного месторождения начиналось в зоне глинисто-алевритовых осадков продельты (рис. 3.5). Для данного типа отложений характерно формирование тонкого ритмичного переслаивания аргиллитов, глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников с преобладанием литофаций алевроитового состава [2]. На кривых ГИС данная часть разреза характеризуется высокими показаниями СП, ГК, отложения отнесены к неколлекторам.

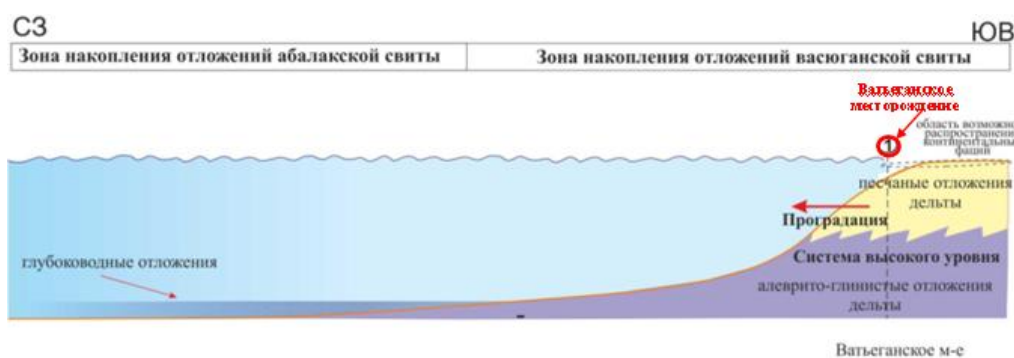


Рис. 3.5. Зона продельты

В ходе проградации дельты в сторону моря месторождение оказалось в зоне песчано-алевритовых осадков склона субаквальной дельты (рис. 3.6). Для данной зоны характерно переслаивание маломощных тонкозернистых песчаников с алевролитами и глинами. На кривых ГИС эта часть разреза выделяется низкими сопротивлениями пород, низкие значения $\alpha_{пс}$, высокие двойного разностного параметра ГК. За счет повышения алевроитистости, данные отложения отнесены ко второму литотипу.

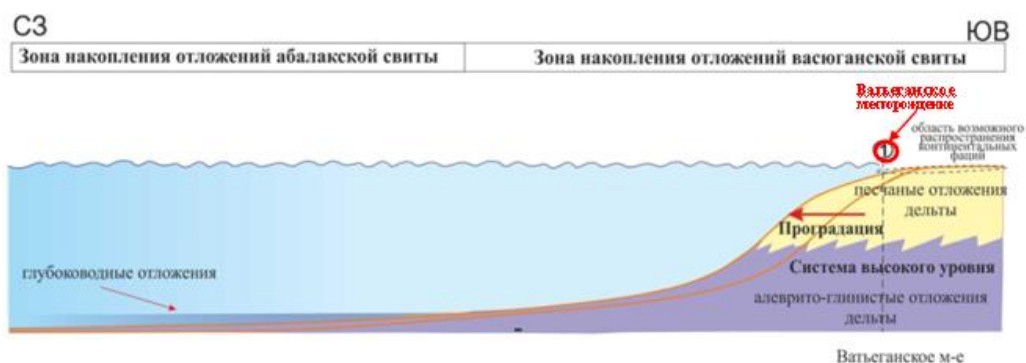


Рис. 3.6. Зона склона субаквальной дельты

При последующем продолжении обмелении моря месторождение оказалось в зоне фации преимущественно песчаных осадков приустьевых участков субаквальной дельты (рис. 3.7). Для данной зоны характерны отложения тонкозернистого песчаника. На данном участке разреза на кривых ГИС наблюдаются средние значения показаний ГК и СП. Предполагается, что именно в данных условиях с увеличением размера зерен происходит смена литотипа со второго на первый.

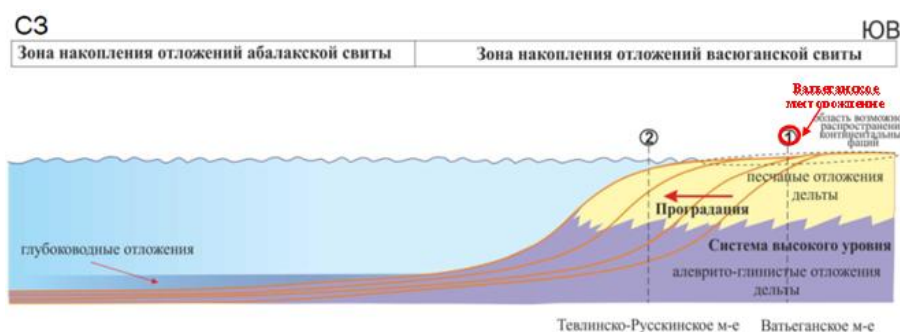


Рис. 3.7. Зона приустьевых участков субаквальной дельты

В связи с поднятием уровня моря начался трансгрессивный цикл. По мере перехода от прибрежной обстановки осадконакопления к более глубоководной, отмечается увеличение размеров зерен породы. Осадконакопление происходило в зоне фации алеврито-песчаных осадков предфронтальной зоны пляжа (рис. 3.8). Отложения представлены песчаниками мелко-среднезернистыми с хорошей сортировкой и окатанностью зерен. Продуктивные отложения характеризуются высокими значениями $\alpha_{\text{пс}}$, низкими двойного разностного параметра ГК, высокими значениями сопротивления и соответствуют первому литотипу.

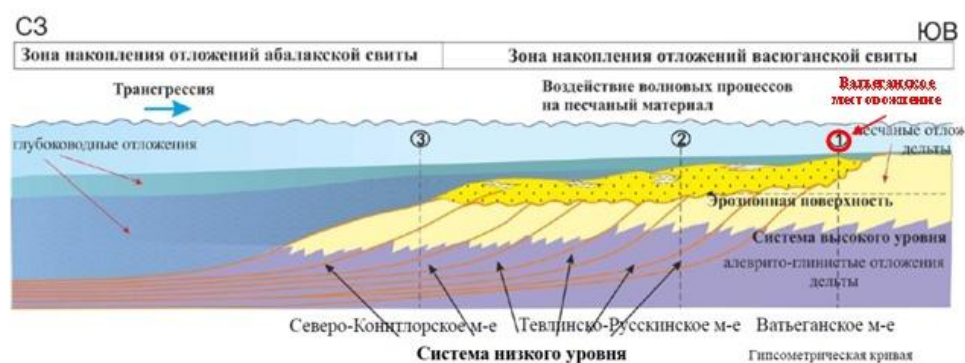


Рис. 3.8. Предфронтальная зона пляжа

Как было показано в предыдущих главах, основным фактором, определяющим строение и внутреннюю неоднородность пластов, является фациальная изменчивость исследуемых отложений (рис. 3.9). Формирование пластов ЮВ₁ в разных фациальных условиях обуславливает значительную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений.

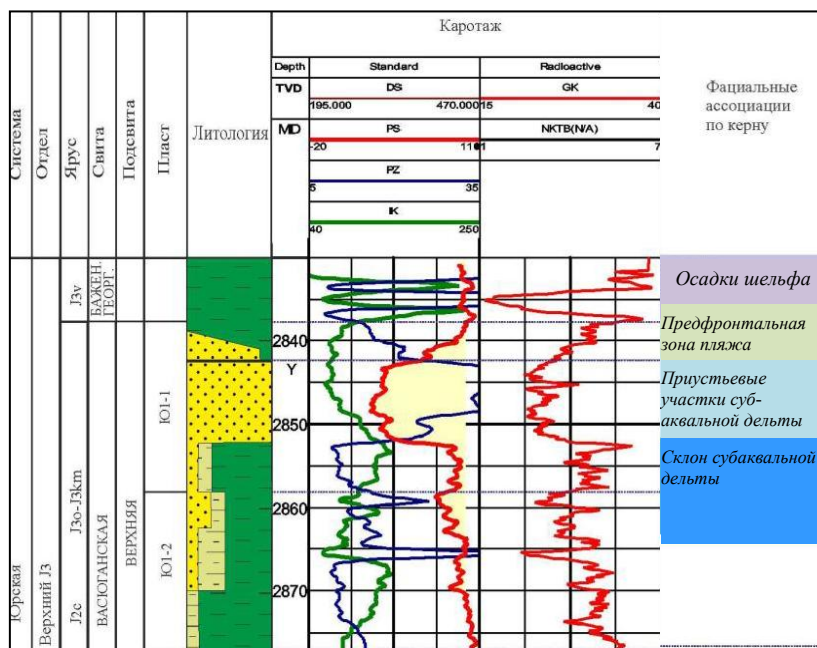


Рис. 3.9. Реконструкция условий осадконакопления

Грибное месторождение

Прогноз фациальных (палеогеографических) условий седиментации песчаных тел выполнен на основе комплексного анализа сейсмических данных 3D и данных ГИС [10]. Выделение сейсмофаций проводилось путём автоматической классификации формы записи в интервале исследуемого пласта. В результате совместного анализа построена схематическая карта фациальных обстановок (рис. 3.10). По результатам литолого-фациального анализа можно утверждать, что на значительной территории участка господствовал мелководный шельф с относительно спокойным гидродинамическим

режимом седиментации. Наиболее приподнятые участки рельефа выступали в качестве областей аккумуляции более крупнозернистого обломочного материала, так как динамика волн здесь проявлялась более активно. В результате в центральной части Грибного месторождения формировались аккумулятивные тела – устьевые бары с накоплением песчаного материала. В южной части площади Грибного месторождения условия седиментации пласта – фации разрывных течений с накоплением песчаного материала. Отложения фаций головных частей разрывных течений формировались при довольно высокой динамике водной среды. Разрывные течения возникают в прибрежной зоне, когда воды штормов в результате волнового нагона морской воды к берегу создают уровень выше по отношению к открытому морю. Под действием гравитационных сил отток избыточной воды из береговой зоны происходит в виде разрывных течений, которые, выносят песчаный и алевролитовый материал в более глубоководные области. Коллекторы этой фации распространены на значительной территории и выражены в виде широтных полосовидных тел. По данным ГИС фации головных частей разрывных течений представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов [5].

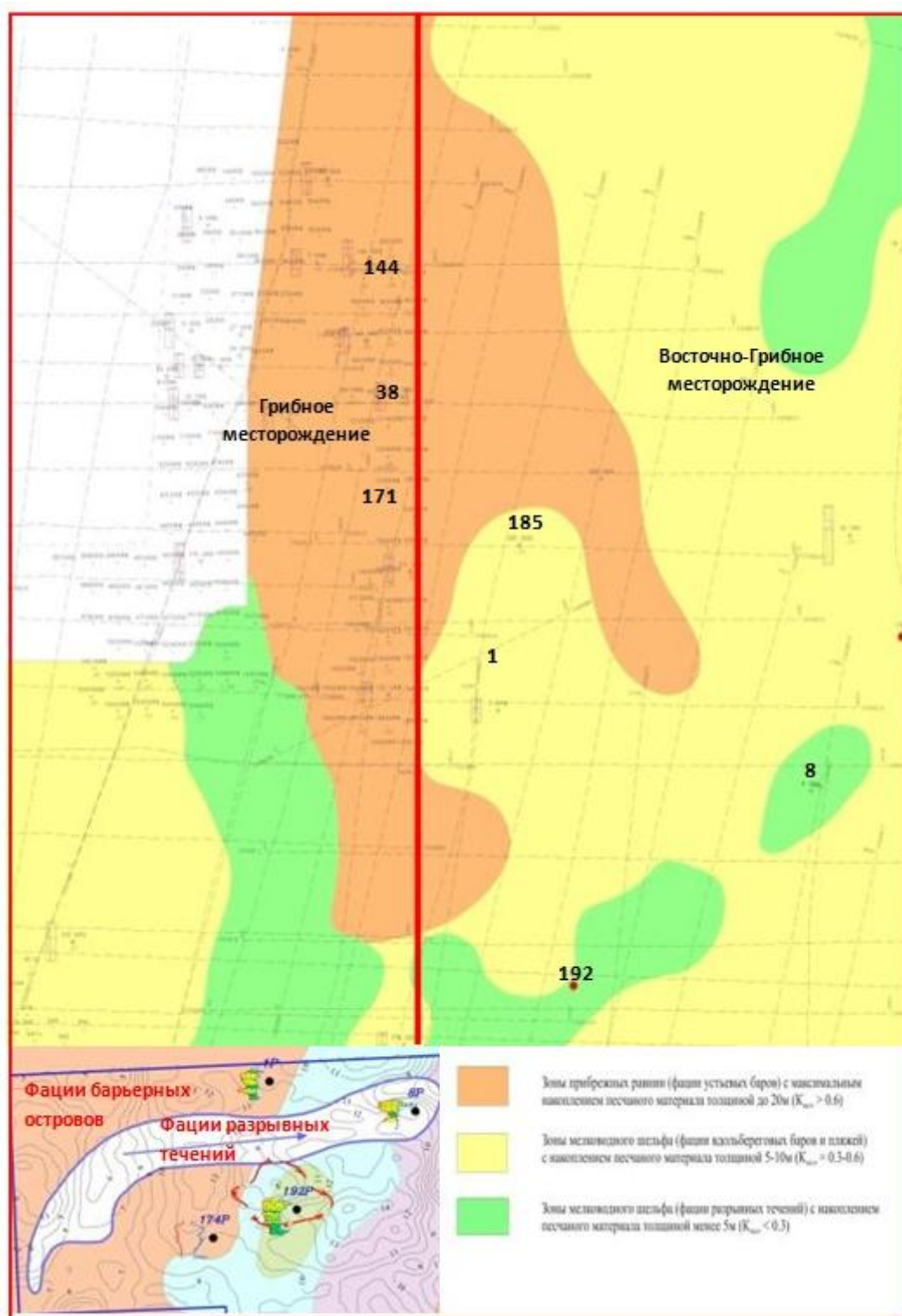


Рис.3.10. Распределение литофаций по пласту ЮС₁ []

Следует отметить, что отложения Грибного месторождения имеют меньшую литологическую неоднородность и изменчивость ФЕС, чем породы Ватъеганского месторождения. Это связано с тем, что Грибное месторождение, в силу своего местоположения, находилось в более стабильной обстановке осадконакопления и

коллекторы имеют низкую степень изменчивости, тогда как коллектора Ватьеганского месторождения отнесены к средней степени изменчивости (рис. 3.11).

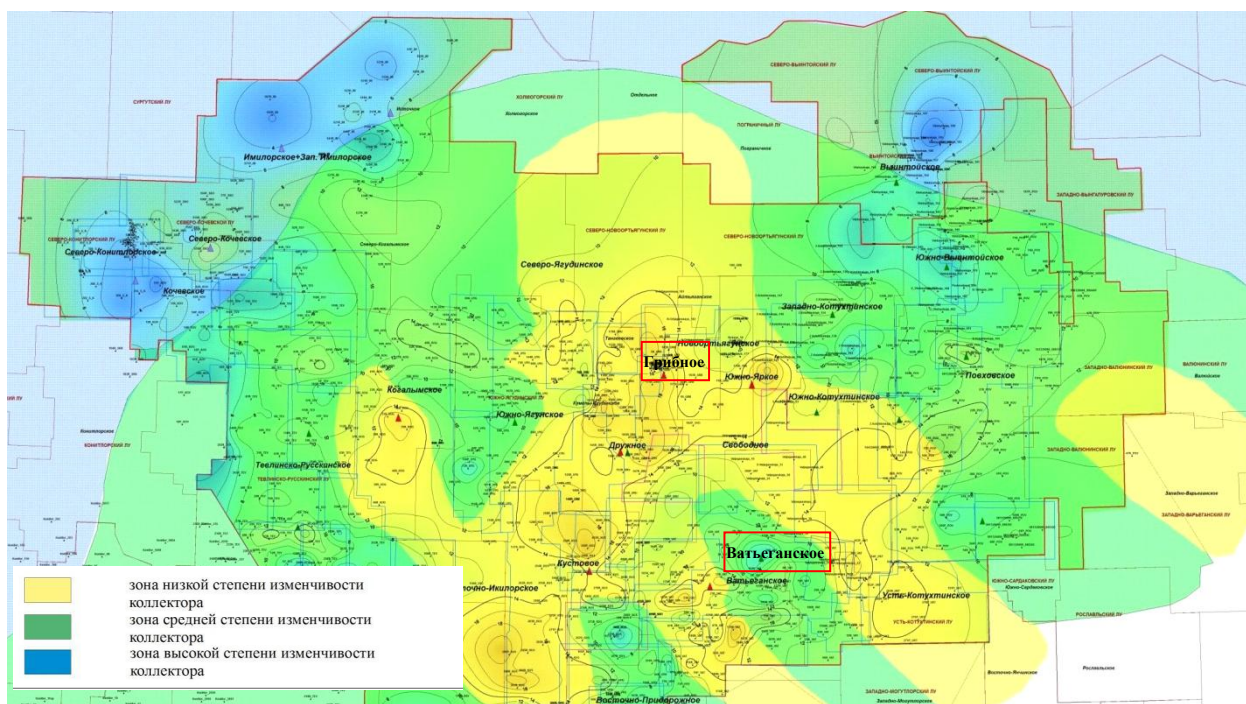


Рис. 3.11. Карта степени изменчивости коллекторов

3.2. Алгоритмы интерпретации данных ГИС с учетом наличия в разрезе низкоомных коллекторов

Выделение коллекторов

Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин в разрезе продуктивных отложений Ватьеганского и Грибного месторождений базируется на использовании прямых качественных признаков проникновения фильтрата промывочной жидкости в породу, а также косвенных количественных критериев. Кроме того, привлекалась информация по опробованию пластов в скважинах.

Использование прямых качественных признаков определялось полнотой комплекса ГИС, условиями вскрытия и геологическими особенностями продуктивных отложений.

В качестве количественных критериев использовались граничные значения $K_{п_гр}$, $A_{пс_гр}$, $A_{гк_гр}$ (Грибное месторождение).

В терригенном разрезе эффективной является методика определения $K_{п}$, $K_{пр}$ по условию $K_{п_эф}(K_{п_дин})=0$. Величины коэффициентов эффективной и динамической пористости пород рассчитываются по формулам:

$$K_{п_эф} = K_{п} \cdot (1 - K_{во})$$

$$K_{п_дин} = K_{п} \cdot (1 - K_{во} - K_{но}),$$

где: $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность, измеренная на образцах керна;

$K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Результаты определения граничных значений приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.3.

Граничные значения петрофизических параметров

Месторождение	$K_{п}$	$K_{пр}$	$K_{во}$	$K_{но}$	$A_{пс}$	$A_{гк}$
Ватъеганское	0,12	0,4	0,72	0,28	0,28	-
Грибное	0,11	0,1	0,78	0,22	0,26	0,35

Деление коллекторов на литотипы, оценка граничных значений параметров

Для деления коллекторов по принятым литотипам был проведен анализ геолого-геофизических характеристик совместно с данными гранулометрии и керна (рис. 3.12), который показал одновременное увеличение доли тонкозернистой (алевритовой) фракции с повышением показаний метода ГК и снижением сопротивления в нижней зоне разреза. Использование метода ГК в данном случае обоснованно, так как исследования показывают, что удельная γ -активность алевритовых фракций достаточно высока и в ряде случаев соизмерима с γ -активностью глинистой компоненты. Это дает основание для выделения двух литотипов по данным ГИС. Использование других методов ГИС не показало такой же эффективности, так как такие методы как НК, ГГКП, АК являются методами пористости, которая в рассматриваемом разрезе практически неизменна в обоих литотипах. По выборке скважин с представительным керном при сопоставлении геофизических параметров с содержанием алевритовой фракции были установлены следующие граничные значения для пласта ЮВ₁ Ватъеганского месторождения Сал_{гр}=50%: dГК_{гр}=0,23, УЭС_{п_гр}=4,5 Ом (рис. 3.13).

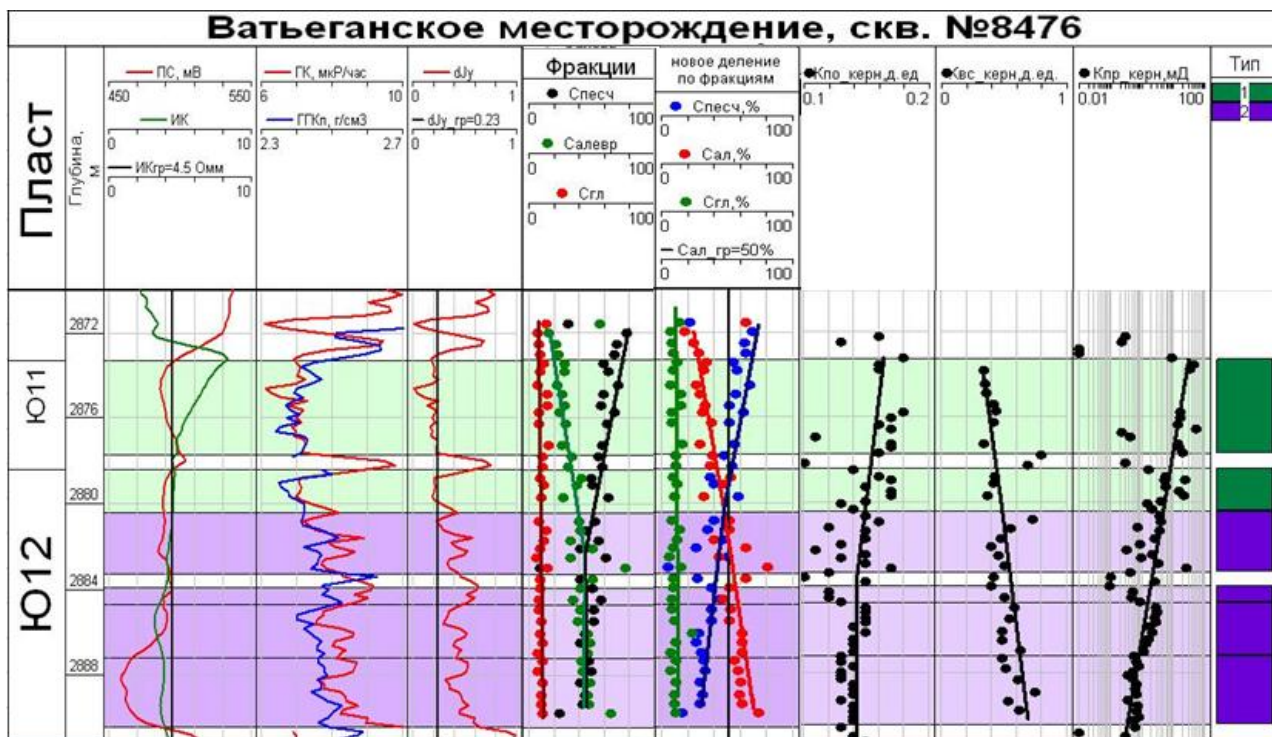


Рис. 3.12. Геолого-геофизический планшет по одной из скважин Ватьеганского месторождения

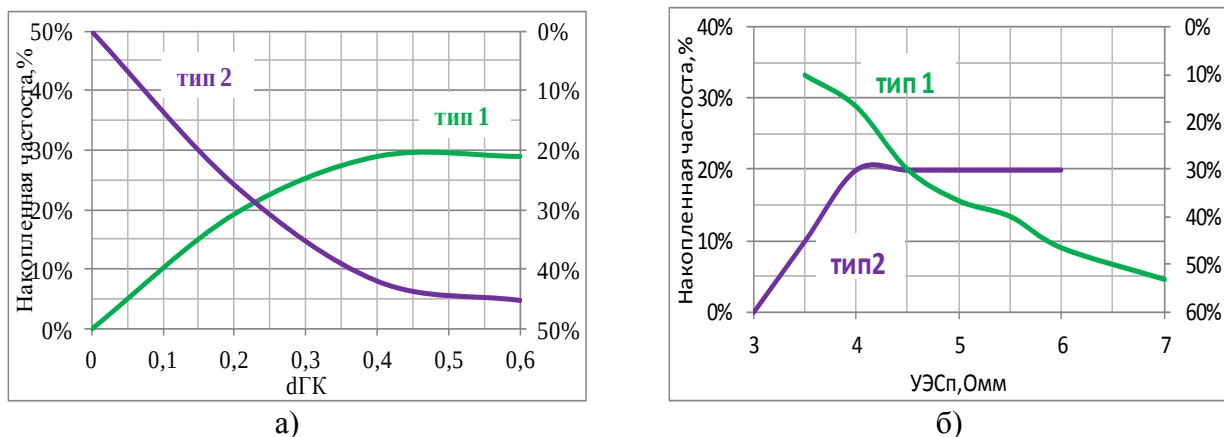


Рис. 3.13. Граничные значения dГК и УЭСп для разделения литотипов Ватьеганского месторождения

Для пласта ЮС₁ были построены аналогичные зависимости по выборке скважин с представительным керном (рис. 3.14). Установлены следующие граничные значения Сал_{гр}=46%: dГК_{гр}=0,18, УЭСп_{гр}=5,3 Омм.

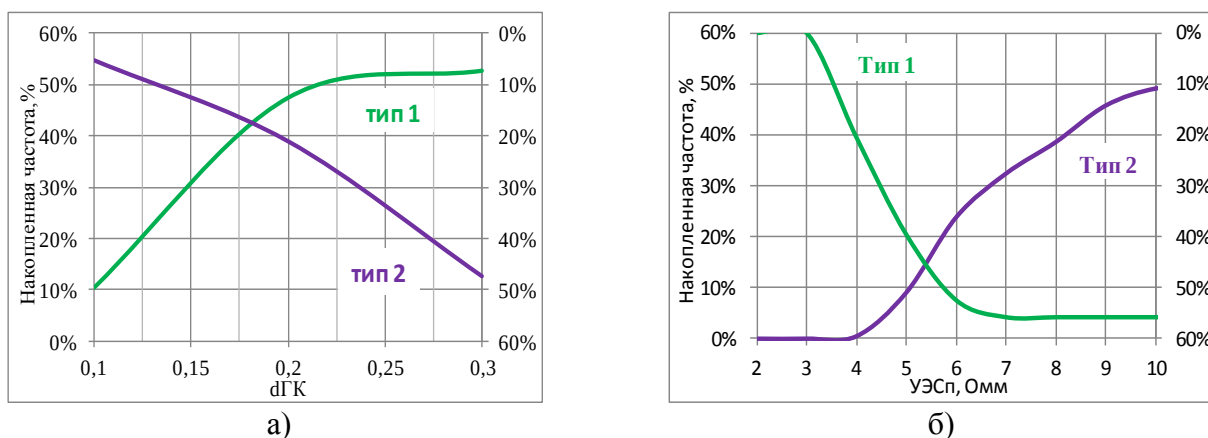


Рис.3.14. Граничные значения dГК и УЭСп для разделения литотипов Грибного месторождения

Определение пористости коллекторов двух литотипов

Согласно данным по изучению пород васюганской свиты Ватьеганского и Грибного месторождений 2015 года, коэффициент пористости коллекторов определялся по данным методов СП, АК, ГГК-П, ННК. В качестве основного метода определения пористости использовался метод СП. Определение пористости по методу ННК осуществлялось в скважинах, где РК записан в открытом стволе и отмечается хорошее качество материалов. Исследования методами АК и ГГК-П выполнены в ограниченном числе скважин.

Как было отмечено ранее, согласно результатам исследований керна, пористость не изменяется по разрезу пластов ЮВ₁ (ЮС₁) оставаясь практически неизменной. Это позволяет использовать единые петрофизические зависимости для определения пористости.

Метод самопроизвольной поляризации

Определение пористости по методу СП осуществлялось практически во всех скважинах.

Для расчета в качестве опорных использовались чистый пласт БВ₄⁶ для пластов БВ₃¹⁰, ачимовской толщи и юрских отложений. Определение пористости осуществлялось на основе зависимости (рис. 3.15):

$$K_{п}=0,1636*\alpha_{СП}^3 - 0,3629*\alpha_{СП}^2 + 0,3086*\alpha_{СП} + 0,0557$$

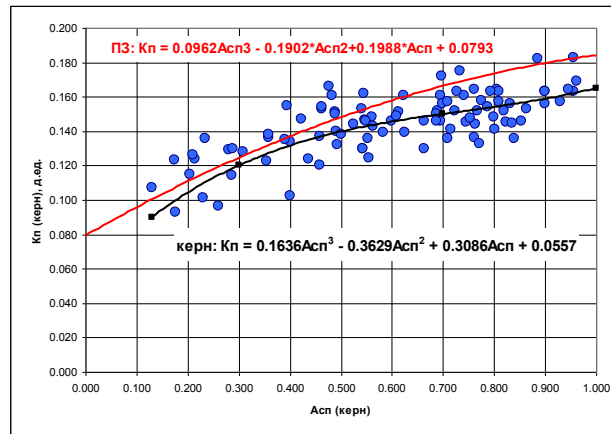


Рис. 3.15. Зависимость Кп-Асп по пласту ЮВ₁ (ЮС₁)

Сопоставление пористости по СП и керну (рис. 3.16) показывает хорошую сходимость.

Последующие расчеты производились с использованием пористости по методу ПС.

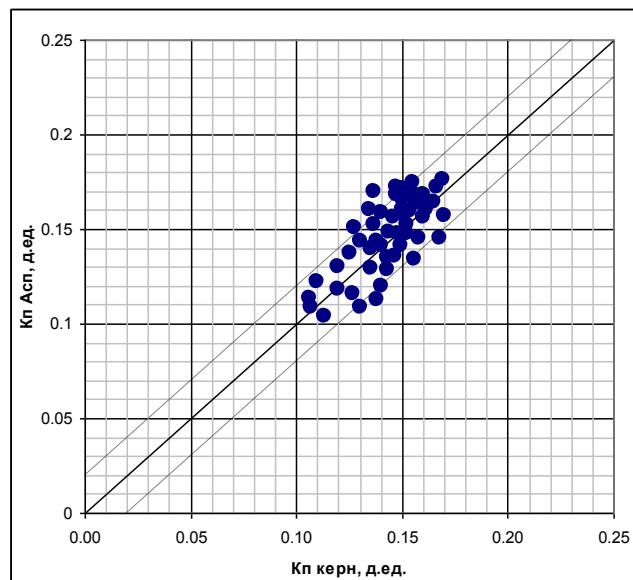


Рис. 3.16. Сопоставление пористости по СП и по керну по пласту ЮВ₁

3.3. Деление пород на классы по параметру FZI

Породы Грибного и Ватъеганского месторождений характеризуются высокой неоднородностью и слабой согласованностью петрофизических свойств, поэтому для их изучения была использована методика анализа фильтрационно-емкостных свойств на основе концепции гидравлических типов пород, позволяющая определить и классифицировать отложения с близкими характеристиками порового пространства.

Деление пород на классы производится по диапазонам изменения параметра FZI (индикатор зоны фильтрации). В общем случае породы, содержащие глину, а также плохо сортированные пески имеют высокую удельную поверхность и высокую извилистость пор

и, следовательно, низкое значение индикатора зоны фильтрации FZI. И наоборот, менее глинистые, крупнозернистые и хорошо отсортированные пески характеризуются пониженной удельной поверхностью, более низкой извилистостью и более высоким значением индикатора зоны фильтрации. Геометрия пор коллектора и, следовательно, величина индикатора гидродинамической зоны фильтрации зависит от обстановки осадконакопления и характера диагенетических процессов [6].

Для расчета используется показатель качества коллектора RQI– аналог параметра Rпор, используемого в отечественной литературе. Параметр RQI зависит от пористости и проницаемости породы и выражается в микрометрах.

$$RQI = 0.0314 * \sqrt{\frac{k}{\varphi}}$$

где φ – пористость, д.ед., k – проницаемость, мД.

$$RQI = FZI * \varphi_z,$$

где φ_z – отношение объема пор к объему зерен, характеризующее долю зерен породы, контактирующих с флюидом:

$$\varphi_z = \frac{\varphi}{(1-\varphi)}$$

Тогда параметр FZI (6.13)

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi}}}{\frac{\varphi}{(1-\varphi)}}$$

На основании данных расчетов, используя керновый материал и данные интерпретации ГИС, был рассчитан параметр FZI для изучаемых отложений. Для деления пород на классы необходимо построить график накопленных частот параметра FZI. Прямолинейные участки графика соответствуют искомым классам. На рис. 3.17 изображено полученное деление образцов на классы коллектора по величине FZI.

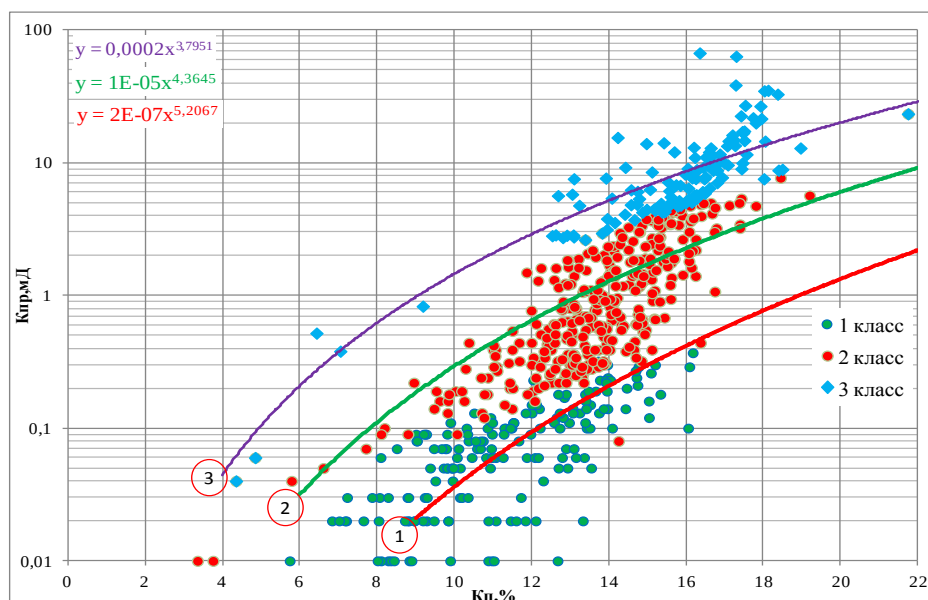


Рис. 3.17. Отношение Кпр-Кп для различных типов коллекторов по FZI

При анализе имеющихся данных коэффициентов пористости и проницаемости, а также параметра FZI было выделено 3 петрофизических класса, описывающих фильтрационно-емкостные свойства пласта с достаточной точностью.

В результате анализа полученного параметра, выделены 3 группы коллекторов изучаемых отложений со схожими характеристиками порового пространства. Выделенные типы пород охарактеризованы дифференциацией параметра FZI, однородностью ФЕС, неоднородностью гранулометрического состава и фациальной принадлежности пород (табл. 3.2).

В 3 класс вошли образцы, коэффициент FZI которых колеблется в пределах 0,9-4,56. Они обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами: имеют высокие значения коэффициента пористости, среднее значение которого составило 13,99%, высокую проницаемость со средним значением 4,38 мД, также отмечается низкое содержание алевритовой фракции в среднем 44,22%, среднее значение эффективной пористости составило 8,47%, коэффициента водонасыщенности – 44,34%.

Таблица 3.4.

Классификация по FZI

Класс коллектора	FZI				Сал, %				Кп, %				Кп эфф, %				Квс, %				Кпр, мД			
	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.
1	0,06	0,32	176	0,22	17,00	87,36	176	53,71	5,74	16,17	176	10,81	0,20	7,22	167	1,98	47,54	98,03	167	84,20	0,01	0,37	170	0,07
2	0,26	0,90	331	0,47	17,99	85,01	331	48,60	3,35	19,20	331	13,56	0,64	19,20	319	5,48	37,77	93,31	319	60,96	0,01	7,70	331	0,64
3	0,90	4,56	121	1,17	16,50	81,84	121	44,22	6,43	21,75	121	13,99	1,02	16,06	121	8,47	21,22	84,21	119	44,34	0,38	157,49	121	4,38

Таблица 3.5.

Классификация по FZI для 1 литотипа

Класс коллектора	FZI				Сал, %				Кп, %				Кп эфф, %				Квс, %				Кпр, мД			
	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.
1	0,13	0,32	34	0,26	17,00	49,30	34	37,13	5,74	13,96	34	9,98	0,33	7,22	31	2,43	65,30	95,89	31	81,06	0,01	0,32	34	0,08
2	0,32	0,90	226	0,59	17,99	49,86	226	35,48	3,35	19,20	226	13,74	0,70	19,20	220	6,52	37,77	92,01	220	54,66	0,01	7,70	226	1,06
3	0,90	4,56	117	1,26	16,50	43,26	117	29,05	6,43	21,75	117	15,92	1,02	16,06	117	9,54	21,22	84,21	117	40,64	0,52	157,49	117	8,18

Таблица 3.6.

Классификация по FZI для 2 литотипа

Класс коллектора	FZI				Сал, %				Кп, %				Кп эфф, %				Квс, %				Кпр, мД			
	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.	min	max	N	ср. знач.
1	0,06	0,26	142	0,19	50,43	87,36	142	70,28	7,02	16,17	142	11,63	0,20	5,52	136	1,52	47,54	98,03	136	87,35	0,01	0,37	136	0,06
2	0,26	0,78	105	0,36	50,19	85,01	105	61,72	9,62	17,39	105	13,38	0,64	7,71	99	4,44	47,54	93,31	99	67,26	0,09	3,22	105	0,38
3	0,92	1,49	4	1,09	51,24	81,84	4	59,38	7,05	14,43	4	12,06	5,93	8,86	4	7,39	38,59	57,50	2	48,04	0,38	9,23	4	2,34

Ко 2 классу отнесены образцы, имеющие средние фильтрационно-емкостные свойства, параметр FZI колеблется в пределах от 0,26 до 0,9. Среднее значение коэффициента пористости составило 13,56%, проницаемости – 0,64 мД, эффективной пористости – 5,48%, коэффициента водонасыщенности – 60,96%, содержание алевритовой фракции в среднем равно 48,6%.

В 1 класс вошли образцы, параметр FZI который находится в пределах от 0,06 до 0,32. Данные образцы имеют худшие из всех классов ФЕС: отмечается крайне низкая проницаемость (в среднем 0,07 мД), много образцов со значениями пористости ниже граничной, низкие значения эффективной пористости, среднее значение составило 1,98%, высокая остаточная водонасыщенность, среднее значение которой составило 84,2%, и высокая алевритистость пород (в среднем 53,71%).

В дальнейшем образцы были разбиты на литотипы, установленные по данным гранулометрии и рассматривались отдельно.

В *первом литотипе* преобладающим является второй (средний по коллекторским свойствам) класс, также имеется большое количество коллекторов, отнесенных к третьему (лучшему по коллекторским свойствам) классу, к первому (худшему по коллекторским свойствам) классу отнесено меньше всего образцов. Среднее значение алевритистости при переходе от первого к третьему классу уменьшается с 37,13% до 29,05%, среднее значение коэффициента пористости увеличивается с 9,98% до 15,92%, среднее значение эффективной пористости увеличивается с 2,43% до 9,54%, коэффициента водонасыщенности уменьшается с 81,06% до 40,64%, проницаемости увеличивается с 0,08 мД до 8,18 мД.

Во *втором литотипе* преобладающим является первый класс, всего 4 образца из 251 отнесено к третьему классу, остальные образцы отнесены ко второму классу. Из табл. 6.4 видно, что среднее значение алевритистости при переходе от первого к третьему классу уменьшается с 70,28% до 59,38%, среднее значение коэффициента пористости увеличивается с 11,63% до 12,06%, среднее значение эффективной пористости увеличивается с 1,52% до 7,39%, коэффициента водонасыщенности уменьшается с 87,35% до 48,04%, проницаемости увеличивается с 0,06 мД до 2,34 мД.

По результатам деления пород на классы по FZI видно (рис.3.18-3.22) , что переход от лучшего по фильтрационным свойствам третьего класса к худшему (первому классу) происходит при увеличении алевритистости пород, кроме того наблюдается уменьшение

средних значений эффективной пористости и проницаемости, остаточная водонасыщенность растет.

Для выделения зон с низкой фильтрацией 2 литотипа была построена диаграмма накопленных частот коэффициента нефтенасыщенности (рис. 3.23) для двух преобладающих классов коллекторов. Для 2 литотипа пород Ватъеганского месторождения граничное значение значение $K_{н_гр}$ 0,37. Для 2 литотипа Грибного месторождения граничное значение $K_{н_гр}$ составило 0,36.

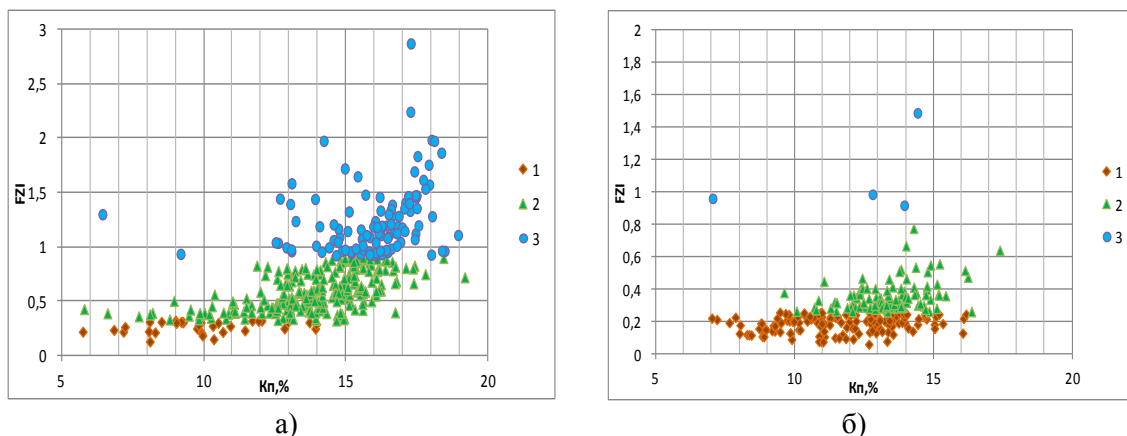


Рис.3.18.Связь $K_{п}$ с параметром FZI а) первого литотипа, б) второго литотипа

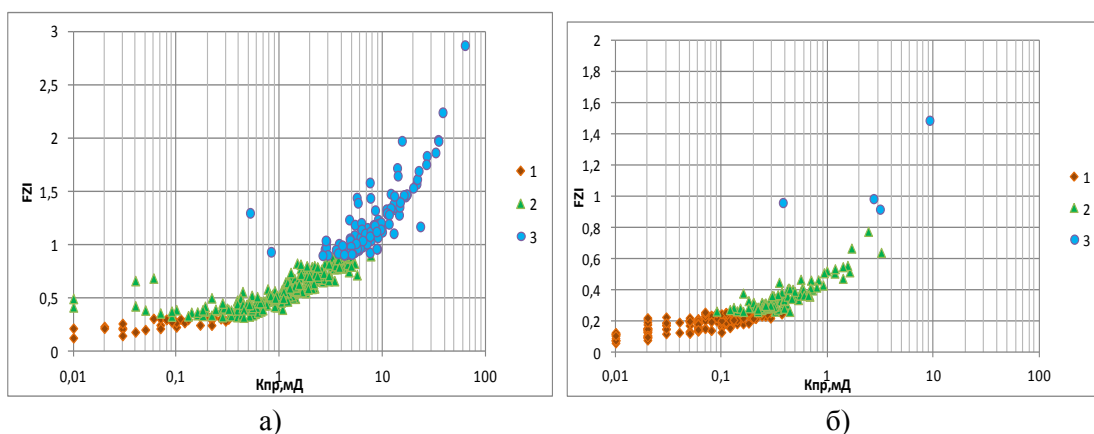


Рис. 3.19. Связь $K_{пр}$ с параметром FZI а) первого литотипа, б) второго литотипа

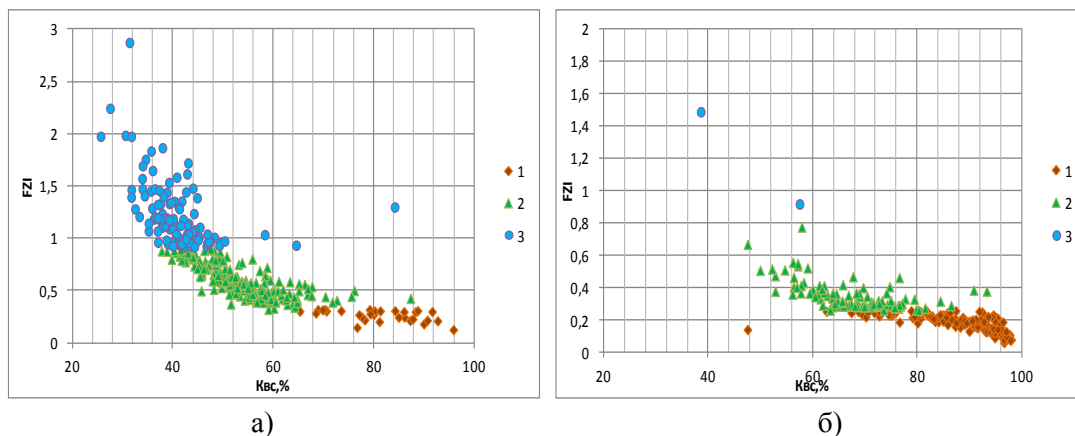


Рис. 3.20. Связь $K_{вс}$ с параметром FZI а) первого литотипа, б) второго литотипа

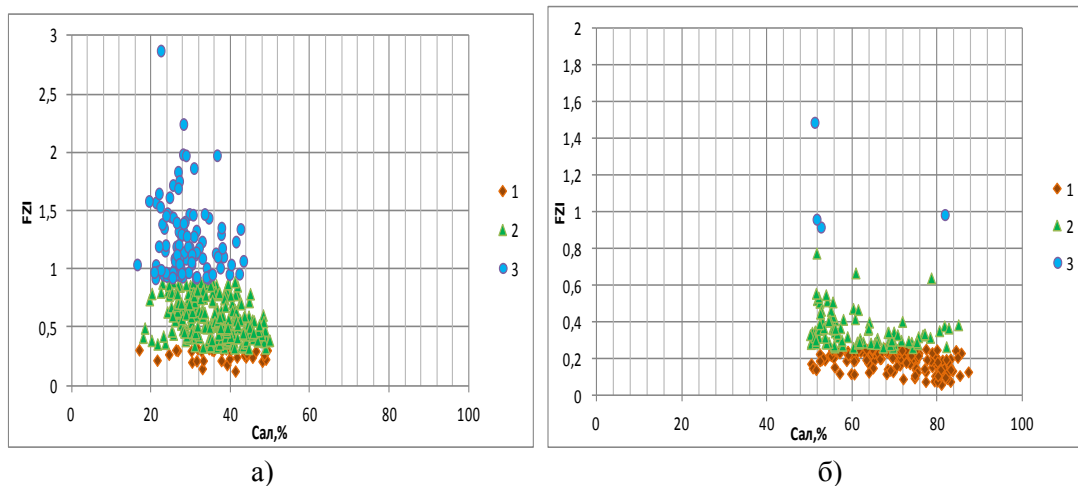


Рис.3.21. Связь Квс с параметром FZI а) первого литотипа, б) второго литотипа

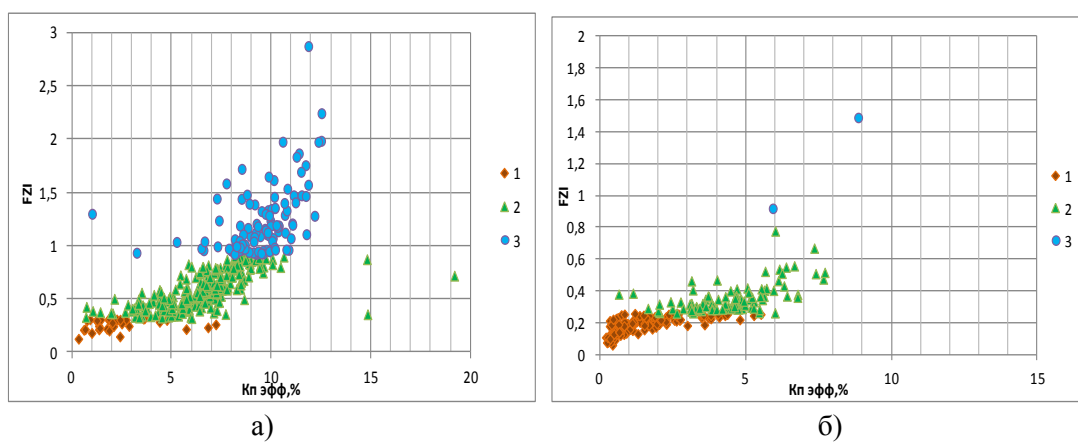


Рис.3.22. Связь Кп_эфф с параметром FZI а) первого литотипа, б) второго литотипа

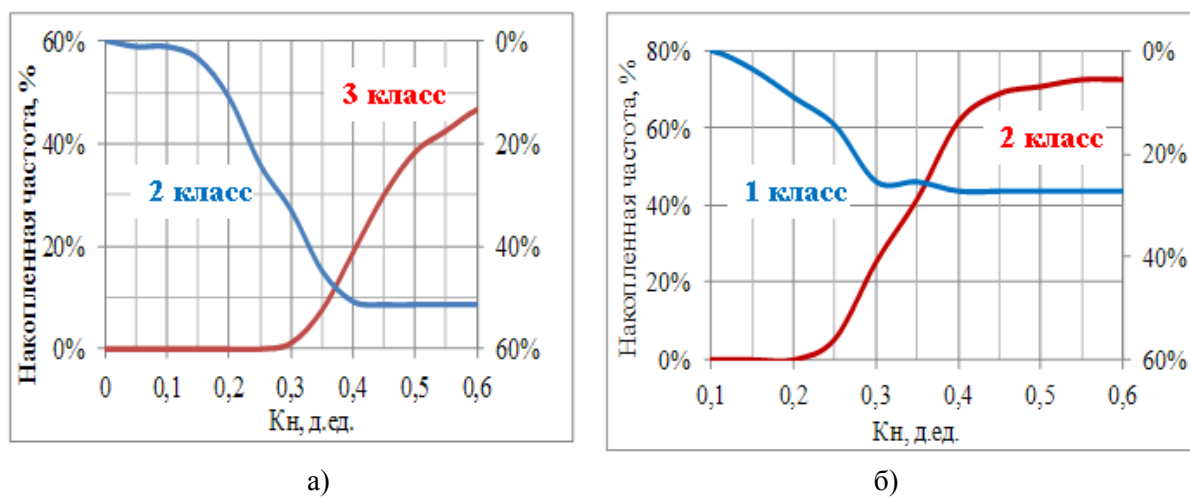


Рис. 3.23. Граничное значение Кн для второго литотипа пород: а) Ватьеганского месторождения, б) Грибного месторождения

3.4. Оценка характера насыщенности и уровня ВНК для двух ЛИТОТИПОВ

Особенностью рассматриваемых отложений является получение притоков нефти по всему интервалу пластов ЮВ₁ и фактическое отсутствие ВНК по результатам испытаний разведочных скважин. Верхняя часть разреза – пласт ЮВ₁¹ – характеризуется высокими ФЕС, высокими значениями удельного сопротивления. Для нижней части разреза – пласт ЮВ₁² – характерно снижение УЭС, что обычно интерпретируется по ГИС как водоносный коллектор. По этой причине расчет коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике в нижней части разреза приводит к получению заниженных значений (<К_{но}), что противоречит данным испытаний и добычи. Таким образом, задачей данной работы было не только объяснение природы низкоомных коллекторов, но и решение практической задачи по оценке коэффициента нефтенасыщенности.

При анализе данных испытаний и добычи было установлено, что низкоомные коллекторы пласта ЮВ₁² продуктивны. На рис. 3.24 представлен пример геолого-геофизического планшета с вынесенными данными ПГИ, из которых следует, что приток нефти получен из интервала, проинтерпретированного как водонасыщенный по ГИС, так как характеризуется снижением удельного электрического сопротивления.

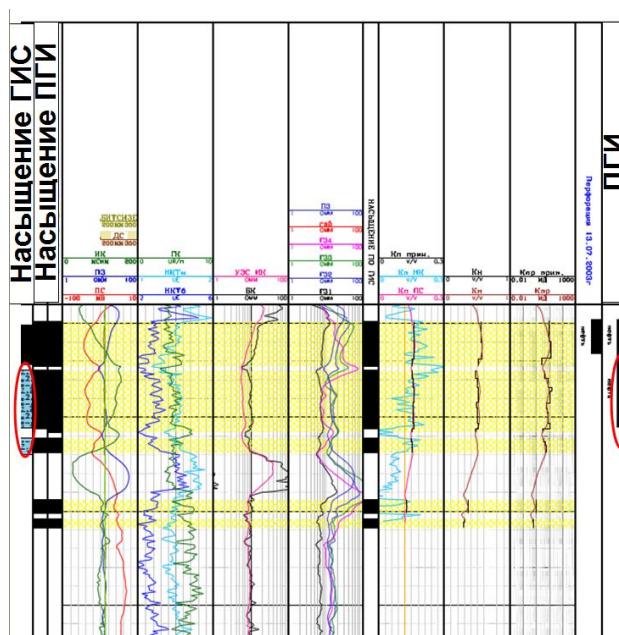


Рис. 3.24. Геолого-геофизическая характеристика пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения

Кроме того, в ряде скважин при переиспытании пласта ЮВ₁ был получен приток нефти, в то время как согласно более ранним испытаниям, был получен приток нефть+вода (рис. 3.25).

Таким образом, данные добычи и испытаний позволяют сделать вывод о том, что в изучаемом пласте ЮВ₁ не наблюдается свободной воды, вся вода находится в связанном состоянии. Также известно, что уровень обводненности нефти практически не рос за более чем 10 лет эксплуатации (рис. 3.25). Из этого утверждения следует, что выделенные в разрезе пласта ЮВ₁ коллекторы продуктивны. Была проанализирована зависимость остаточной водонасыщенности от пористости, полученная по керну низкоомного пласта ЮВ₁² Ватьеганского месторождения (рис. 3.26). Из зависимости следует, что К_{во,гр}=75% (при К_{п,гр}=12%), а минимальные значения достигают 27%, что подтверждает невысокую нефтенасыщенность пласта ЮВ₁² в диапазоне 25-73%.

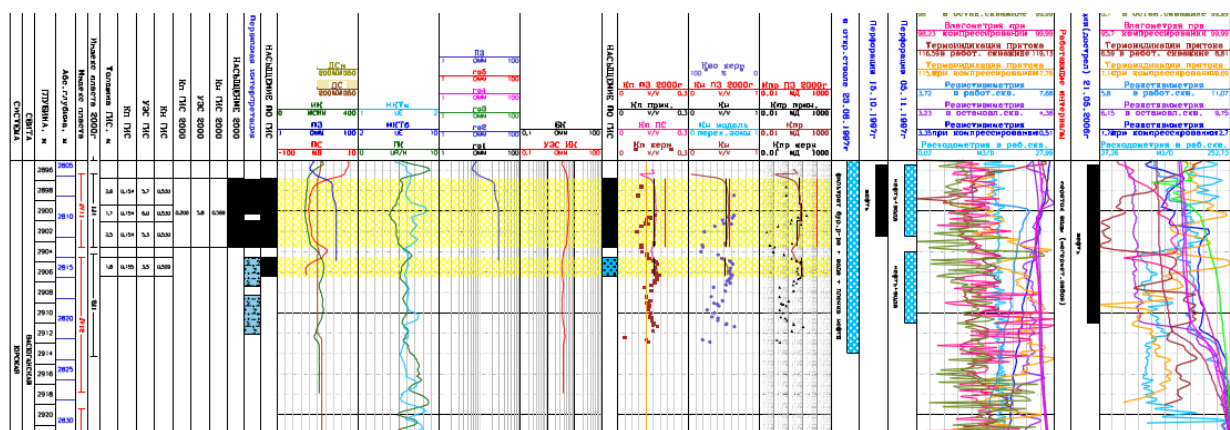


Рис. 3.25. Геолого-геофизическая характеристика пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения с переиспытаниями

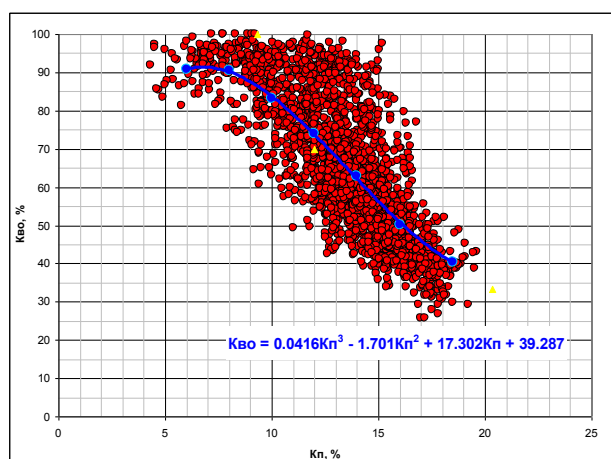


Рис.3.26. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости по керну пласта ЮВ₁² Ватьеганского месторождения

Оценка минерализации пластовых вод

Минерализация законтурных вод в пластах Ватьеганского месторождения изучалась на основании лабораторных исследований проб воды, отобранных при испытании скважин. Анализировались также данные по соседним месторождениям.

Следует отметить, что согласно предыдущим подсчетам запасов, наблюдается неоднозначность в определении величины минерализации пластовой воды. В отчёте 2000 г., принималась минерализация воды 25,4 г/л. Минерализация вод юрских отложений по исследованным пробам в подсчете запасов 2015 года колеблется от 15,7 до 49,6 г/л, составляя в среднем 32,3 г/л, $\rho_v=0,07$ Ом*м. Тип вод хлоркальциевый. Плотность меняется от 1,002 до 1,053 г/см³ и в среднем составляет 1,018 г/см³.

Наблюдается некоторая тенденция к увеличению минерализации пластовых вод юрских отложений по годам исследований (рис. 3.27).

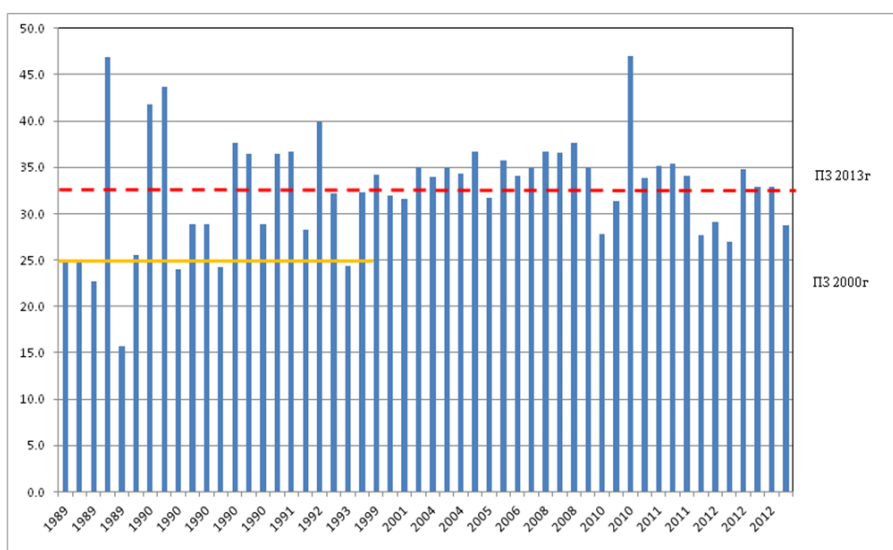


Рис. 3.27. Изменение минерализации пластовых вод по пробам из отложений ЮВ

Кроме того, согласно табличным приложениям к подсчету запасов 2000 года, отбор проб производился не из краевых водоносных скважин и преимущественно из продуктивного пласта ЮВ₁¹ (рис. 3.28).

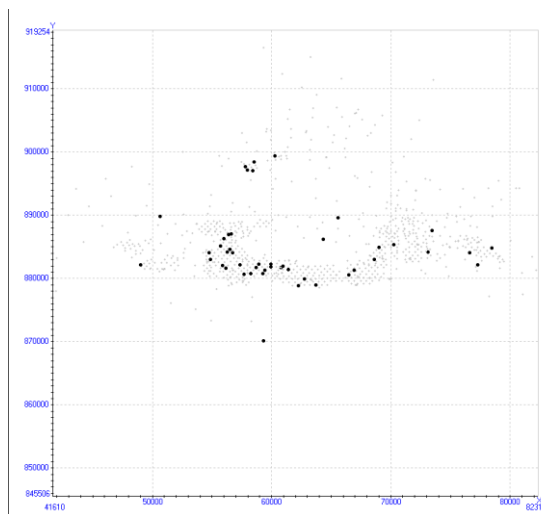


Рис. 3.28. Схема расположения скважин Ватьеганского месторождения с отборами проб воды по пласту ЮВ

Исходя из данной неоднозначности, был произведен расчет теоретического значения ρ_v из фактических амплитуд $\Delta U_{\text{сп}}$ по 644 скважинам. В основном, амплитуда $\Delta U_{\text{сп}}$ по скважинам изменяется в пределах 75-100 мВ (рис. 3.29). Для выборки значений $\Delta U_{\text{сп}}$ в указанном пределе (75-100 мВ) был произведен расчет $\rho_{v,\text{теор.}}$ (табл. 3.7). Значение ρ_r -ра равное 1,2 Ом было принято на основании среднего показания резистивиметрии в исследуемом интервале. Среднее значение $\rho_{v,\text{теор.}}=0,052 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ было использовано в данной работе для дальнейших расчетов.

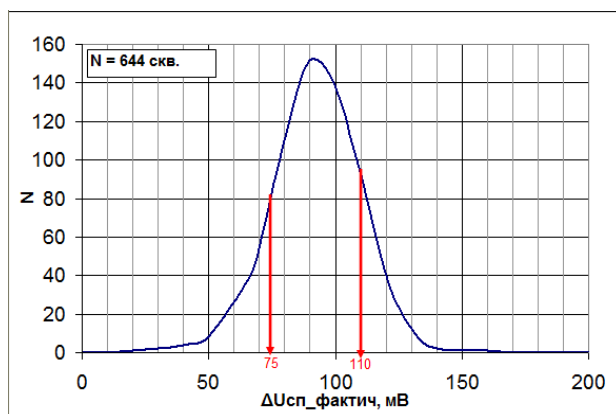


Рис. 3.29. Распределение фактических амплитуд СП в отложениях ЮВ

Таблица 3.7.

Расчет $\rho_{v,\text{теор}}$

ρ_r -ра, Ом	ρ_f , Ом	$\Delta U_{\text{сп}}$, факт.	ρ_v , Ом теор.	
1,2	0,96	75	0,081	ρ_v , ср=0,052 Ом
1,2	0,96	80	0,069	
1,2	0,96	90	0,050	
1,2	0,96	100	0,036	
1,2	0,96	110	0,026	

Для проверки корректности полученного значения ρ_v по выборке из добывающих скважин был произведен расчет K_n в низкоомном пласте ЮВ₁² по установленным на керне петрофизическим зависимостям (подробнее рассмотренным далее) R_p - K_p и R_n - K_v с различными значениями ρ_v (0,07 Ом*м из подсчета запасов и заново полученного $\rho_v=0,052 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Как следует из рис. 3.30, значения K_n , полученные с использованием $\rho_v=0,07 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ изменяются в пределах от -10 до 40%, в среднем равнясь 22%, и оказываются ниже K_{n0} (28%), что не согласуется с данными добычи. K_n , рассчитанный с использованием $\rho_v=0,052 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ изменяется в пределах от 37 до 55%, составляя в среднем 38%, что соответствует данным добычи и керна (рис. 3.30).

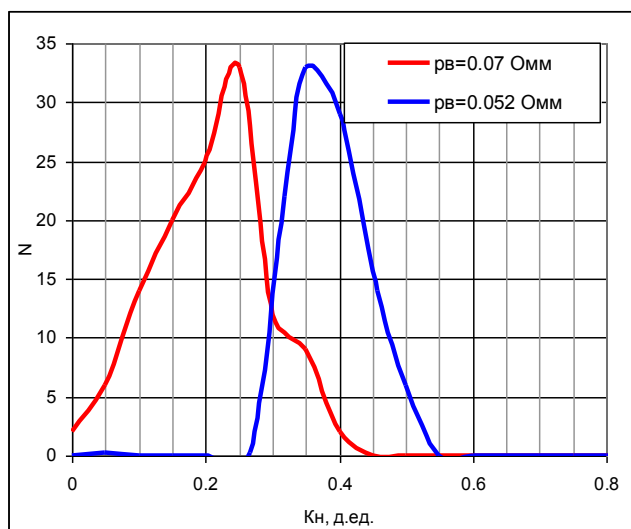


Рис.3.30. Распределения K_n по низкоомному пласту ЮВ₁², рассчитанные с различным ρ_v

Оценка УЭС коллекторов

Для выбора метода *оценки УЭСп* производилось сопоставление ρ_n по методам ПотЗ, БК и ИК с истинным сопротивлением пород, определенным по БКЗ в мощных прослоях с $H_{эф} > 4$ м. Согласно «Методическим рекомендациям ...», в отдельно стоящих коллекторах с $H_{эф} \leq 1,0$ м оценки УЭСп не проводились.

Методы сопротивлений БКЗ, ПотЗ, БК, ИК были проанализированы, определено их место при решении задачи оценки удельного электрического сопротивления неизменной части пласта и зоны проникновения. Критерием правильности полученных оценок сопротивления по ГИС принималась близость фактических значений УЭСп по разным методам сопротивлений к $\rho_n^{БКЗ}$.

Был проведен сопоставительный анализ УЭС по разным методам электрометрии БКЗ, ПотЗ, БК, ИК (рис. 3.31). Показания индукционного и бокового методов позволяют определить значения УЭСп не только в пластах большой мощности, но и ограниченной, что является достоинством данных методов.

Как следует из рисунков 3.31а и 3.31б в продуктивных пластах УЭСп по боковому методу и потенциал-зонду превышает истинное сопротивление $\rho_n^{БКЗ}$. УЭС, определенное по ИК (рис. 3.31.в) лучше согласуется с истинным сопротивлением, определенным по БКЗ.

Таким образом, во всех продуктивных прослоях УЭСп определялся по ИК.

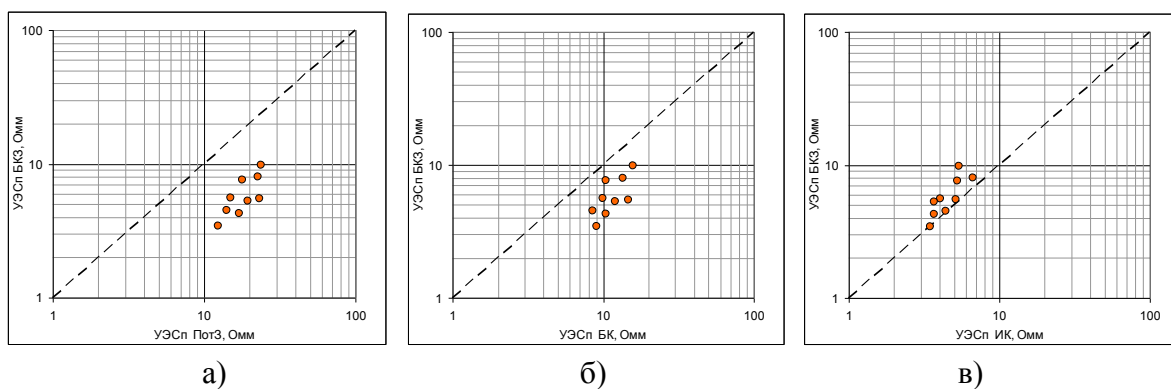


Рис.3.31. Сопоставление УЭсп по ПотЗ (а), БК (б), ИК (в) и БКЗ в пластах ЮВ₁

Анализ сопротивлений по тестовой выборке скважин (5 скважин Ватьеганского месторождения), определенных по ИК в пластах ЮВ₁¹ и ЮВ₁² подтвердил возможность разделения пластов на литотипы по величине УЭсп. Для традиционного коллектора пласта ЮВ₁¹ характерны сопротивления в диапазоне 4,5-7,6 Ом*м со средним значением 5,5 Ом*м. Для низкоомных прослоев пласта ЮВ₁² сопротивления изменяются в пределах 1,8-4,5 Ом*м, в среднем равняются 3,5 Ом*м (рис. 3.32).

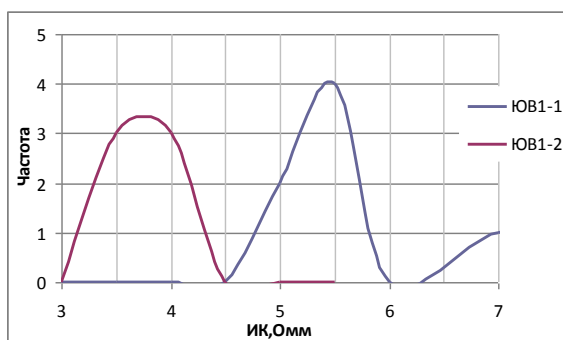


Рис. 3.32. Сопоставление УЭсп ИК в пластах ЮВ₁¹ и ЮВ₁²

4.ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Определение нефтенасыщенности коллекторов

На основании выделения в разрезе двух литотипов были критически проанализированы зависимости R_p - K_p и R_n - K_v (рис. 4.1). Получилось, что зависимость R_p - K_p для обоих литотипов является единой, так как пористость остается практически неизменной по разрезу обоих пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁². Зависимость R_n - K_v четко разбивается на две: для традиционного литотипа 1 с относительно высоким показателем степени n и для низкоомных пород, относящихся к литотипу 2 с более низким показателем n . Использование новых зависимостей R_n - K_v позволило получить коэффициенты нефтенасыщенности, согласующихся с данными по керну. Значения коэффициентов нефтенасыщенности по низкоомному пласту изменяются в пределах от 28 до 50%, составляя в среднем 40%. Без дифференциации связи на литотипы величины K_n были равны 13-32%, в среднем 21%, что характерно для водоносного коллектора.

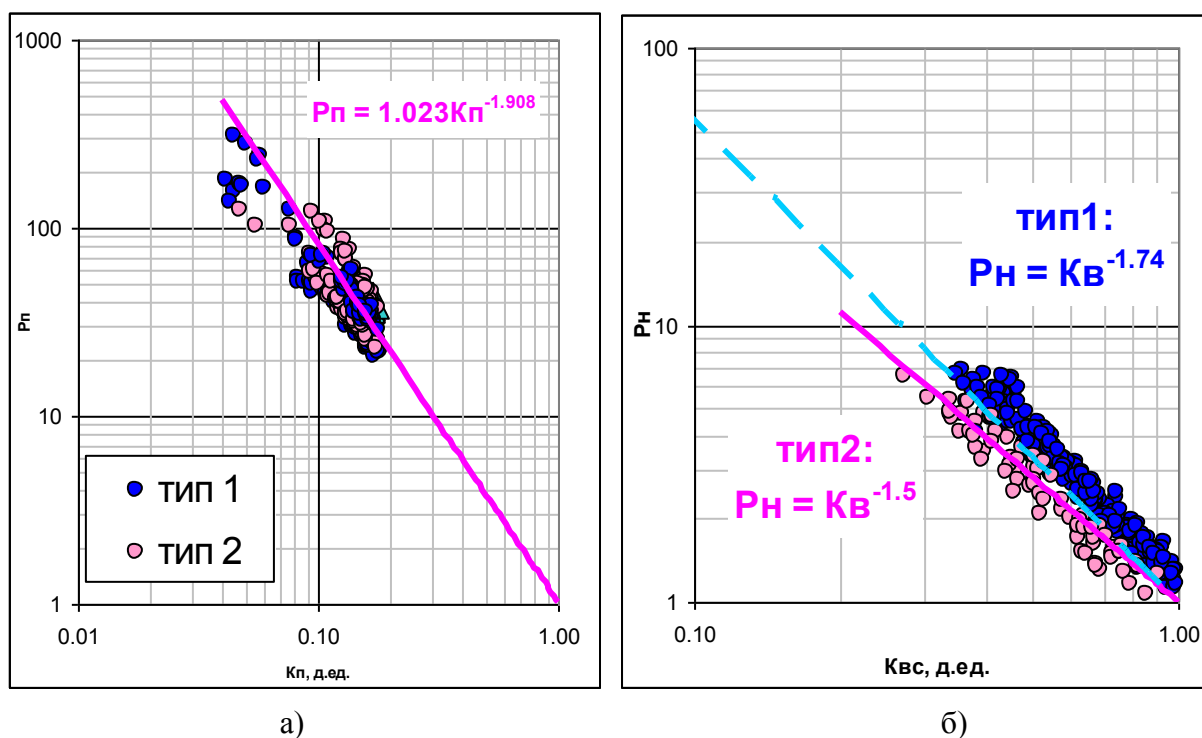


Рис. 4.1. Зависимости R_p - K_p (а) и R_n - K_v (б) для разных литотипов

В данном разделе статистически проанализированы полученные коэффициенты пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Ватьеганское месторождение

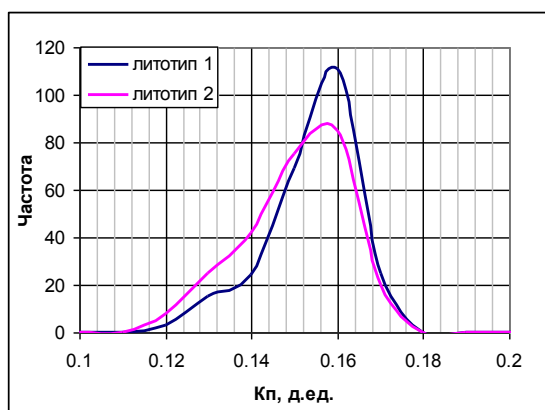
Коэффициент пористости коллекторов первого литотипа изменяется от 0,12 до 0,16; средняя величина равна 0,15 (247 прослоев). Во втором литотипе пористость изменяется в пределах 0,12-0,165 со средним значением 0,15 (254 прослоя). Распределения полученных коэффициентов пористости по двум литотипам представлены на рис.4.2, а. Изменений Кп по литотипам не наблюдается.

Коэффициент проницаемости коллекторов первого литотипа изменяется в пределах 0,3-8,9 мД, среднее значение равно 4,0 мД (247 прослоев). Во втором литотипе проницаемость колеблется в пределах 0,3-9,0 мД со средним значением 3,0 мД (254 прослоя) (рис.4.2, б), более низким, чем по первому литотипу.

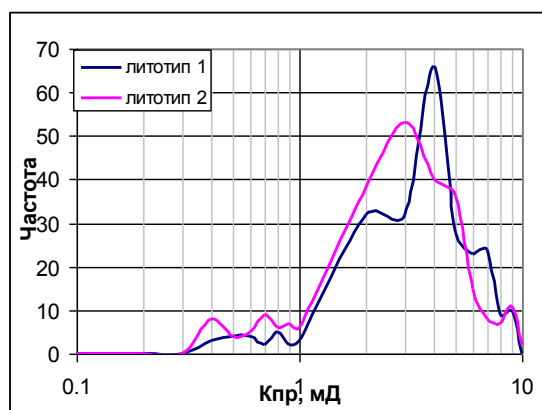
Грибное месторождение

Коэффициент пористости коллекторов первого литотипа изменяется в пределах от 0,121 до 0,165; средняя величина равна 0,156 (113 прослоев) (рис.4.2, в). Во втором литотипе пористость изменяется в пределах 0,125-0,164 со средним значением 0,151 (140 прослоев), что практически равно Кп в первом литотипе.

Коэффициент проницаемости коллекторов первого литотипа изменяется в пределах 0,4-9,4 мД, среднее значение равно 5,3 мД (113 прослоев). Во втором литотипе проницаемость колеблется в пределах 0,6-8,9 мД со средним значением 3,7 мД (140 прослоев) (рис.4.2, г), что на 30% ниже Кпр,ср в первом литотипе.



а)



б)

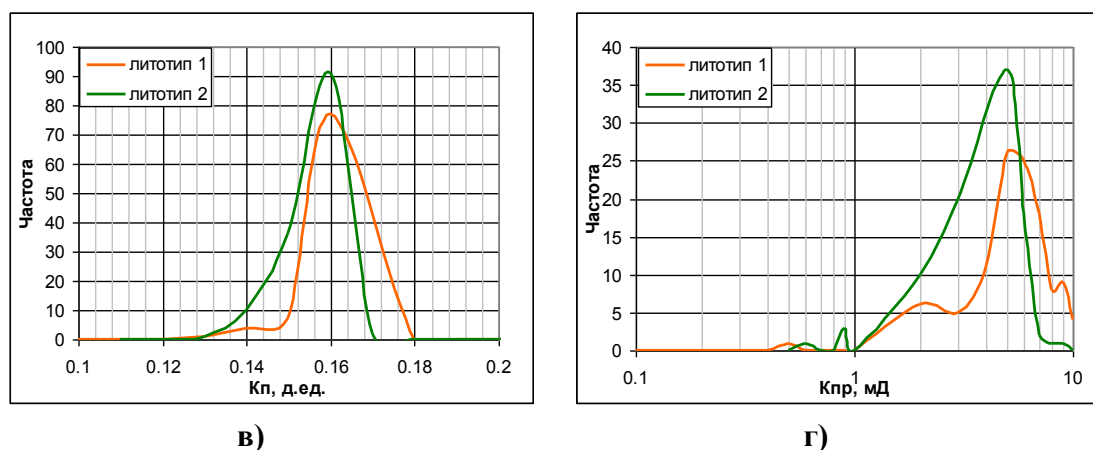


Рис. 4.2. Распределения коэффициентов пористости и проницаемости по результатам обработки по Ватьеганскому (а, б) и Грибному (в, г) месторождениям

Анализ коэффициентов нефтенасыщенности

Согласно полученному делению пород на классы по параметру FZI, а также принятому граничному значению K_n , третьему классу коллектора по FZI (с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами) с $K_n \geq 37\%$ в Ватьеганском месторождении и с $K_n \geq 36\%$ в Грибном месторождении установлено насыщение «нефть», при $K_n < K_{n_гр}$ – присваивается индекс «пониженная нефтенасыщенность». Во втором классе по FZI (со средними фильтрационно-емкостными свойствами) первого литотипа при $K_n < K_{n_гр}$ установлено насыщение «пониженная нефтенасыщенность», для второго литотипа – «возможно неколлектор»; при $K_n \geq K_{n_гр}$ установлено насыщение «нефть» (табл. 4.1).

Таблица 4.1.

Принятое разделение по характеру насыщенности

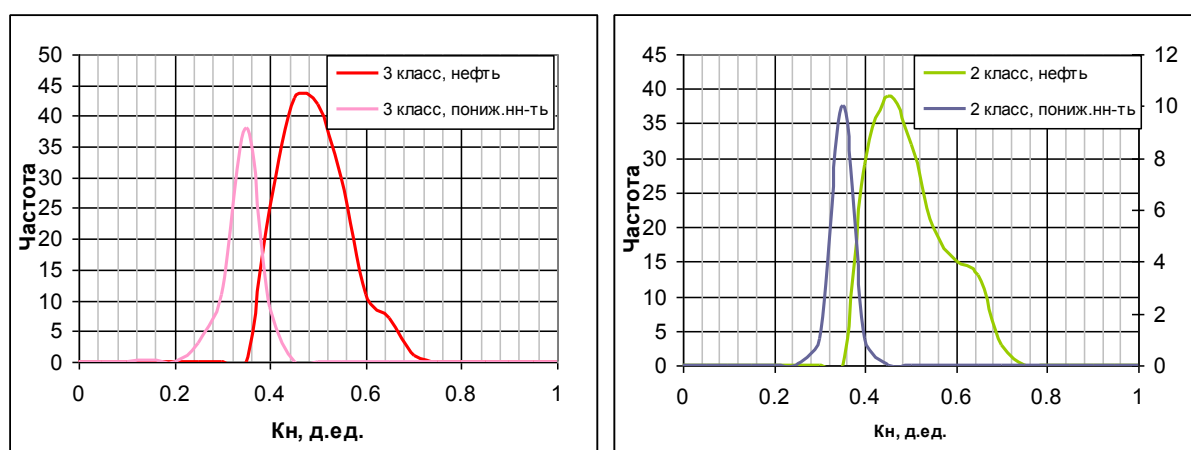
Класс по FZI	Литотип	K_n	Характер насыщения
3	1,2	$\geq 37\%$ (Ватьеганское м-е)	нефть
	1,2	$\geq 36\%$ (Грибное м-е)	нефть
	1,2	$28\% > K_n < 37\%$ (Ватьеганское м-е)	пониженная нефтенасыщенность
	1,2	$22\% > K_n < 36\%$ (Грибное м-е)	пониженная нефтенасыщенность
2	1,2	$\geq 37\%$ (Ватьеганское м-е)	нефть
	1,2	$\geq 36\%$ (Грибное м-е)	нефть
	1	$28\% > K_n < 37\%$ (Ватьеганское м-е)	пониженная нефтенасыщенность
	1	$22\% > K_n < 36\%$ (Грибное м-е)	пониженная нефтенасыщенность
	2	$< 28\%$ (Ватьеганское м-е)	возможно неколлектор
	2	$< 22\%$ (Грибное м-е)	возможно неколлектор

По данным Ватьеганского месторождения был обработан 501 пласт из 100 скважин. По 311 пластам установлено возможное насыщение – «нефть» (1 литотип – 234 пласта, 2 литотип – 77 пластов), тогда как по стандартной методике было установлено насыщение: «нефть» – 86 пластов, «вода» – 78 пластов, «неясно» – 129 пластов, «нефть+вода» – 18 пластов. В 74 пластах установлено возможное насыщение

«пониженная нефтенасыщенность», из них 4 пласта относятся к первому литотипу, остальные 70 – ко второму, по стандартной методике насыщение данных пластов было определено следующим образом: «нефть» – 2 пласта, «неясно» – 47 пластов, «вода» – 25 пластов. Насыщение «возможно неколлектор» присвоено 106 пластам, относящимся ко второму литотипу, по стандартной методике было принято следующее насыщение: «нефть» – 2 пласта, «неясно» – 49 пластов, «вода» – 54 пласта. Восемь прослоев из пяти скважин переведено в неколлектор по результатам пересчета коэффициента проницаемости.

По данным Грибного месторождения обработано 253 пласта из 25 скважин. По 238 пластам установлено возможное насыщение – «нефть» (1 литотип – 110 пластов, 2 литотип – 125 пластов), тогда как по стандартной методике было установлено насыщение: «нефть» – 116 пластов, «н+в» – 10 пластов, «в+н» – 5 пластов, «вода» – 107 пластов. В 5 пластах второго литотипа установлено возможное насыщение «пониженная нефтенасыщенность», по стандартной методике насыщение данных пластов было определено как «вода». Насыщение «возможно неколлектор» присвоено 10 пластам, из них 3 пласта относятся к первому литотипу, семь – ко второму, по стандартной методике было принято насыщение «вода».

Распределения полученных коэффициентов нефтенасыщенности, дифференцированных по классам и характеру насыщения, представлены на рис. 4.3.



а)

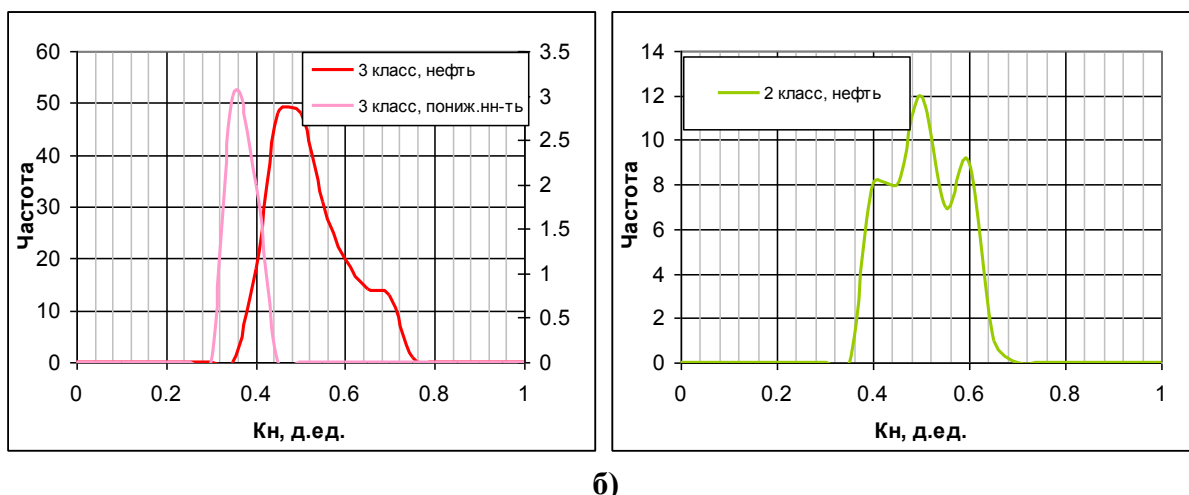


Рис. 4.3. Распределения коэффициентов нефтенасыщенности по классам по Ватьеганскому (а) и Грибному (б) месторождениям

Ватьеганское месторождение

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов первого литотипа изменяется в пределах 0,28-0,68 со средним значением 0,48 (247 прослоев) (рис. 4.4, а). Во втором литотипе коэффициент нефтенасыщенности колеблется от 0,23 до 0,50, составляя в среднем 0,32 (254 прослоя), что на 33% ниже $K_{n,ср}$ по первому литотипу.

Грибное месторождение

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов первого литотипа изменяется в пределах 0,32-0,70 со средним значением 0,55 (113 прослоев) (рис. 4.4, б). Во втором литотипе коэффициент нефтенасыщенности колеблется от 0,23 до 0,55, составляя в среднем 0,43 (140 прослоев), что на 22% ниже $K_{n,ср}$ по первому литотипу.

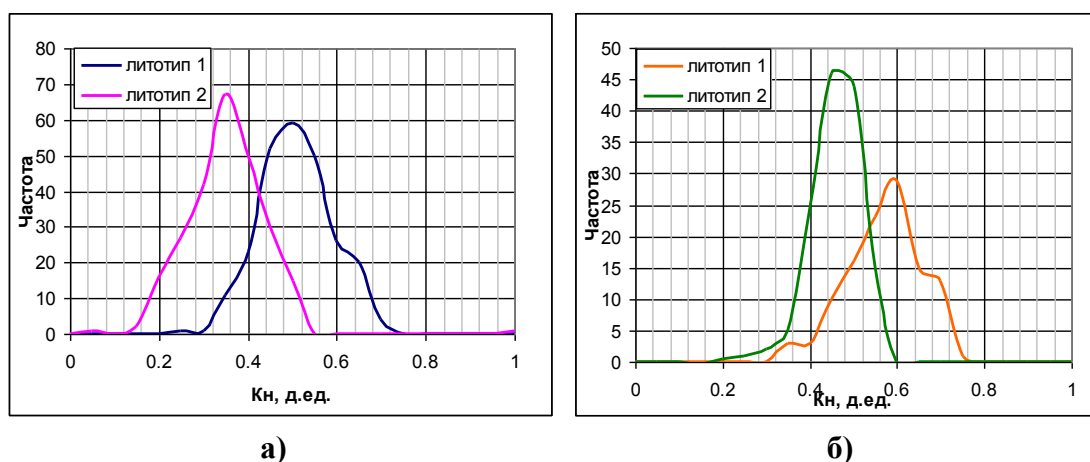


Рис. 4.4. Распределения коэффициентов нефтенасыщенности по литотипам по Ватьеганскому (а) и Грибному (б) месторождениям

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Уточнено название обобщенного понятия «низкоомный коллектор» – оно может применяться только к разрезам, в которых кровельная часть представлена традиционным нефтенасыщенным высокоомным коллектором, а подошвенная часть – низкоомным продуктивным коллектором.
2. Выработаны и обоснованы критерии для дифференциации разрезов с традиционными нефтеводонасыщенными коллекторами с уровнями ВНК от низкоомного полностью продуктивного разреза, но с близкой качественной характеристикой по ГИС.
3. Для Ватъеганского и Грибного месторождений критериями отличия низкоомных коллекторов от традиционных являются литологические признаки, четко выраженные в разном фракционном составе пород верхней и нижней частей разреза.
4. В низкоомном разрезе надо выделять минимум два типа коллекторов – традиционный коллектор, который относится к одному литотипу, и низкоомный – к другому литотипу. При больших толщинах васюганской свиты и меняющихся литолого-фациальных условиях осадконакопления возможно выделение промежуточного – третьего литотипа - для перехода от первого ко второму литотипу. Разработаны критерии дифференциации пород на литотипы по керну и ГИС для условий Ватъеганского и Грибного месторождений.
5. Выделение коллекторов в низкоомном разрезе производится стандартным способом по керну, но внутри второго литотипа (и третьего, если он выделен) выделяется еще одно граничное значение $K_{во,гр2}$ ($K_{н,гр2}$) для отделения коллекторов с минимально допустимым K_n и выведения их в класс неколлекторов по K_n . При этом $K_{н,гр2} > K_{н,гр,1}$.
6. Характер насыщенности в доказанном низкоомном разрезе Ватъеганского и Грибного месторождений имеет два индекса – «нефть» всегда в первом литотипе, и во втором литотипе «нефть» (возможно «пониженная нефтенасыщенность», но без воды) или «возможно неколлектор» по величине K_n .
7. Петрофизические связи R_n - K_v должны быть дифференцированы на два или три литотипа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. М.Г.Латышова, В.Г.Мартынов, Т.Ф.Соколова «Практическое руководство по интерпретации данных ГИС», Москва, НЕДРА, 2007
2. Ежова А.В. «Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты». // Известия ТПУ. 2006. Том 309. №6. С. 23–26.
3. А.А. Гущина, К.С. Султанова, научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова Условия осадконакопления на территории Западной Сибири в позднеюрское время. Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия, 2015
4. О.П. Гончаренко, С.В. Астаркин, С.Н. Джони. «Реконструкция обстановок осадконакопления в поздневасюганское время в пределах среднеобской группы месторождений». 2015
5. Н.М. Кропачев, В.В. Рысев, А.П. Корилов, А.Н. Корнев, М.В. Мордвинцев, К.Г. Скачек. «Методика литолого-фациального моделирования пласта Ю₁ васюганской свиты в пределах сургутского свода по данным сейсморазведки и бурения». 2004.
6. Пересчет запасов нефти и растворенного газа и ТЭО КИН Грибного месторождения (включая Восточно-Грибной лицензионный участок) по состоянию на 01.01.2015 г.
7. Е.В. Фролова. «Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири». Уральский государственный Горный университет, Екатеринбург, Россия, 2012г.
8. Договор №13С1480. Отчет «Региональный фациальный анализ юрского продуктивного комплекса в пределах территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Повхнефтегаз» в целях повышения эффективности геологоразведочных работ на разведуемых месторождениях». ЗАО «Моделирование и мониторинг геологических объектов им. В.А. Двуреченского». Санкт-Петербург-Москва-Когалым, 2014.
9. Договор №13С1525. Отчет «Региональный фациальный анализ юрского продуктивного комплекса в пределах территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Повхнефтегаз» в целях повышения эффективности

геологоразведочных работ на разрабатываемых месторождениях». ЗАО «Моделирование и мониторинг геологических объектов им. В.А. Двуреченского». Санкт-Петербург-Москва-Когалым, 2014.

10. Дорогиницкая Л.М., Еникеев Б.Н., Ефимов В.А. и др. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов. Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. 306 с.

11. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. «Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа». М.: Недра, 1985. 248 с.

12. Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р. и др. «Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС». Томск: STT, 2007. 278 с.

13. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г.. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

14. Ежова А.В. «Определение характера насыщения низкоомных коллекторов на примере нефтяных месторождений Томской области». // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. №12. С. 11–14.

15. Зарипов О.Г., Сонич В.П. «Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов». // Геология и геологоразведочные работы. 2001. №9. С. 18–21.

16. И.А. Мельник. «Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах». Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, Томский филиал, г. Томск, Россия, 2014 г.

17. А.В. Теплоухов, Н.Ю. Москаленко. «Изучение низкоомных продуктивных коллекторов на примере месторождений ОАО «Газпром нефть». 2010.

18. Kennedy W.D. and Herrick D.C. Conductivity anisotropy in shale-free sandstone. *Petrophysics*, vol.45, No1. (January-February), 2004, p. 38-58.

19. Worthington, P.F., Pallatt, N., Toussaint-Jackson J.E. 1989. Influence of microporosity on the evaluation of hydrocarbon saturation. SPE 14296.

20. Filimonov A. et al. Application of triaxial induction measurements for estimation of oil saturation for complex thin-laminated Western Siberia reservoirs. 21st World Petroleum Congress, Moscow 2014.

21. Кузьмичев О.Б. и др. Отчет «Подготовка геолого-геофизической и петрофизической основы и разработка методик оценки характера насыщения низкоомных нефтенасыщенных коллекторов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». Когалым, 2015.

22. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева и др. М. «Недра», 1985. 248 с. с ил.

23. Зубков М.Ю. «Анализ распределения К, U, Th в различных гранулометрических фракциях продуктивных отложений Ловинского месторождения (Западная Сибирь)». Геохимия. № 3. 2008. С. 1-19.

24. Зубков М.Ю. «Закономерности распределения К, U, Th в различных гранулометрических фракциях отложений, вскрытых скважиной 12П Радужного лицензионного участка (Западная Сибирь). Горные ведомости. Тюмень. № 1 (56). 2009. С. 6-34.

25. М.Ю. Зубков. «Кристаллографическое и литолого-петрофизическое обоснование электрических свойств минералов железа, глиг и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ₈ и ЮВ₁ Повховского месторождения)» (часть 1, 2). Горные ведомости. № 12/2008.

26. О.Б. Кузьмичев, И.И. Гарифуллин. 2Аппаратурно-методический комплекс для исследования сложнопостроенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири». Нефтяное хозяйство. 08, 2016.

27. Фролова Е.В. «Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири)». Вестник ПНИИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. № 2. 2012.

28. Мельник И.А. «Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах». Геофизические исследования. 2014. Том 15, № 4, с. 44-53.

29. Егоров А.Ф. «Интенсификация выработки запасов нефти из низкоомных карбонатных коллекторов».

30. Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон «Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов», 2009