

УДК 553.98

Основные закономерности изменения статистических оценок фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений по глубине залегания для месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири»

Ю.М. Чуриков

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Одним из важных аспектов обобщения геолого-геофизической информации, накопленной на этапах поиска и разведки месторождений, является установление закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений в зависимости от глубины залегания. Такие обобщения были проведены для крупных месторождений Западной Сибири. Сосредоточение значительной доли углеводородного сырья в сложнопостроенных породах венда Восточной Сибири определяет необходимость проведения аналогичных исследований для этих отложений.

Рассмотрены закономерности изменения статистических оценок ФЕС с глубиной для основных месторождений, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» – Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилучанского и Ковыктинского – и относящихся по схеме фациального районирования к Тунгусскому фациальному региону. Исследованы условия формирования и залегания продуктивных горизонтов венд-кембрийского возраста, минералогические, структурные и текстурные характеристики горизонтов. Впервые для вендских отложений Восточной Сибири в пределах Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон разработаны зависимости изменения статистических характеристик ФЕС от абсолютной глубины.

Установлено, что наиболее уверенно закономерности изменения ФЕС по глубине прослеживаются для горизонтов, являющихся стратиграфическими аналогами, а именно: пласта V_5 парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения и ботубинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского нефтегазоконденсатных месторождений; пласта V_{10} хамакинского горизонта Чаяндинского и харыстанского горизонта Верхневилучанского нефтегазоконденсатных месторождений.

Применение установленных зависимостей изменения ФЕС по глубине целесообразно для вендских отложений малоизученных месторождений с учетом литофациального районирования для экспресс-оценки пределов ФЕС по абсолютной глубине, а также подтверждения корректности результатов исследований керна и интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Прослеживание закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений в зависимости от глубины залегания является одним из важных аспектов обобщения геолого-геофизической информации, накопленной на этапе поиска и разведки месторождений. Для отложений неокома Западной Сибири такое обобщение было выполнено рядом исследователей [1] и получило широкое применение при анализе и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) таких крупных газоконденсатных месторождений, как Уренгойское, Ямбургское и др. на этапе их разведки. В настоящее время большой накопленный объем геолого-геофизических данных позволил выполнить аналогичные обобщения для продуктивных отложений венда Восточной Сибири. С учетом высокой актуальности изучения района строительства газотранспортной системы (ГТС) «Сила Сибири» выполнен анализ изменения ФЕС и петрофизических свойств отложений по глубине залегания для продуктивных горизонтов основных месторождений, входящих в ГТС: Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилучанского и Ковыктинского.

По схеме фациального районирования изучаемые месторождения относятся к Тунгусскому фациальному региону. К Предпатомскому фациальному району относятся основная площадь Чаяндинского нефтегазоконденсатного

Ключевые слова: вендские отложения, фильтрационно-емкостные свойства, закономерность, месторождение, газотранспортная система «Сила Сибири».

месторождения (НГКМ) и Верхневилючанское НГКМ. При этом Чаяндинское НГКМ относится к Нюйской фациальной зоне, Верхневилючанское – к Вилючанской. Ботубинская фациальная зона Непско-Ботубинского фациального района распространяется на Тас-Юряхское НГКМ и северную часть Чаяндинского НГКМ. Ковыктинское и Чиканское месторождения относятся к Ийско-Жигаловской фациальной зоне Ангаро-Ленского фациального района.

При анализе данных рассматривались следующие горизонты:

- ботубинский Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ (Ботубинская и Нюйская фациальные зоны);
- хамакинский Чаяндинского НГКМ (Нюйская фациальная зона);
- талахский Чаяндинского и Тас-Юряхского НГКМ (Ботубинская и Нюйская фациальные зоны);
- юряхский Верхневилючанского НГКМ (пласты Ю₁ и Ю₁₁, Вилючанская фациальная зона);
- харыстанский и вилючанский Верхневилючанского НГКМ (Вилючанская фациальная зона);
- парфеновский Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), в том числе для Хандинского участка (Ийско-Жигаловская фациальная зона).

Особенности формирования, структурно-литологические особенности продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ освещались ранее в ряде работ [2–9], однако региональному обобщению данных уделялось мало внимания. Анализ глубин залегания, термобарических условий и характеристик пластовых

вод продуктивных горизонтов рассматриваемых месторождений приведен в табл. 1. Минерализация пластовых вод этих горизонтов является высокой и изменяется в пределах 322...440 г/л. Глубины залегания терригенных отложений увеличиваются от Чаяндинского НГКМ (1321...1979 м) к Тас-Юряхскому НГКМ (1908...1996 м), Верхневилючанскому НГКМ (2100...2500 м) и Ковыктинскому ГКМ (2840...3320 м). Соответственно с глубиной увеличиваются и значения пластовых давлений, которые являются аномально низкими – ниже гидростатического – с разными коэффициентами аномальности.

Коэффициенты аномальности пластового давления Чаяндинского НГКМ составляют для ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов соответственно 0,85; 0,80; 0,73...0,75; для парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ этот коэффициент изменяется в диапазоне 0,79...0,92, составляя в среднем 0,86.

Для продуктивных горизонтов Чаяндинского, Верхневилючанского и Тас-Юряхского НГКМ характерен низкотемпературный режим залегания: температуры составляют от 11,5 (талахский горизонт Чаяндинского НГКМ) до 18,6 °С (харыстанский горизонт Верхневилючанского НГКМ). Парфеновский горизонт Ковыктинского ГКМ залегает в условиях более высоких температур – до 56 °С. Минерализация пластовых вод горизонтов является высокой и лежит для рассматриваемых отложений в близких пределах 322...440 г/л. Таким образом, для обсуждаемых месторождений установлены в основном близкие условия залегания вендских отложений, определяемые главным образом глубинами залегания.

Таблица 1

Основные характеристики залегания продуктивных горизонтов Чаяндинского, Тас-Юряхского, Верхневилючанского НГКМ и Ковыктинского ГКМ

Месторождение	Продуктивный горизонт	Глубина залегания, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Минерализация воды, г/л
Чаяндинское НГКМ	Ботубинский	1419...1979	12,9...13,5	+9...+11	348,6
	Хамакинский	1321...1886	12,6...12,9		440,9
	Талахский	1547...1885	11,5...12,1		381,5
Тас-Юряхское НГКМ	Ботубинский	1908...1996	14,1	+12,5	322,0...389,0
	Талахский	1945...1971	14,0	+12,5	
Верхневилючанское НГКМ	Юряхский	1570...1700	15,9	+9	357...384
	Харыстанский	2100	17,1...18,6	+14	360...380
	Вилючанский	2500	17,5	+17	
Ковыктинское ГКМ	Парфеновский	2840...3320	25,4	+56	344,0

Условия формирования продуктивных горизонтов венд-кембрийского возраста, минералогические, структурные и текстурные характеристики горизонтов, определяющие значения ФЕС отложений, перечислены в табл. 2. В том числе показано количественное соотношение в породах горизонтов коллекторов с различными типами проницаемости. Согласно классификации А.А. Ханина, разработанной для терригенных коллекторов, выделены шесть классов проницаемости, Д:

- I: > 1 – очень высокая;
- II: 0,5...1 – высокая;
- III: 0,1...0,5 – средняя;
- IV: 0,01...0,1 – пониженная;
- V: 0,001...0,01 – низкая;
- VI: < 0,001 – коллектор непромышленного значения.

Графический анализ статистических оценок ФЕС и петрофизических свойств приведен на рис. 1–3. Вариации ФЕС продуктивных отложений венд-кембрийского возраста изучаемой группы месторождений обусловлены целым рядом факторов, основными из которых являются седиментационные особенности и вторичные преобразования.

Статистические характеристики ФЕС основных продуктивных горизонтов проанализированы при сопоставлении их с абсолютной глубиной ($H_{абс}$) залегания отложений (табл. 3). В результате установлены и математически выражены закономерности изменения статистических характеристик основных свойств продуктивных отложений в зависимости от $H_{абс}$ вендских отложений в пределах Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон.

При анализе также учтены граничные значения ФЕС, разработанные на основе сопоставления ФЕС с граничными значениями эффективной пористости (табл. 4).

Таблица 2
Условия формирования, структурные и минералогические характеристики продуктивных горизонтов венд-кембрийских отложений на месторождениях, входящих в ГТС «Сила Сибири»

Месторождение	Горизонт	Основные фациальные обстановки	Тип пород по гранулометрическому и литологическому составам	Тип цемента	Вторичные изменения	Доля коллекторов разных классов проницаемости (по классификации А.А. Ханина), %
Чаяндынское	Ботубинский	Отложения формируются в субкальвой зоне пониженной или нормальной солёности в условиях стабилизации уровня моря. В прибрежной части древнего моря формировались системы аккумулятивных баровых тел	Мелко-, среднезернистые кварцевые и полевошпатовые песчаники с тонкими прослоями алевролита. В подповерхней части горизонта встречаются пропластки аргиллитов и алевролитов	Регенерационный и контактовый кварцевый (основная цементация); карбонатный; доломитовый (пятнистые, неравномерные выделения), ангидритовый (неравномерно, единичные проявления), порово-плёночный глинистый (каолинит-гидрослюдастый); ступски пиритового цемента	Регенерация зерен кварца; стресс-коррозия; засоление (до 5...10 %); сульфатизация; карбонатизация; корродирование зерен; выщелачивание в цементной составляющей породы и в зернах кварца и кварца полевошпатового (КПШ); пелитизация и серицитизация зерен КПШ; пиритизация; деформация и трансформация слюды	I класс – 7,6; II класс – 7,5; III класс – 31,1; IV класс – 29,5; V класс – 10,9; VI класс – 13,4
	Хмакянский	Накопление на южном склоне обширной палеоантеклизы в субконтинентальных и прибрежно-морских обстановках. Неоднородность резервуара обусловлена трансгрессивным выклиниванием отложений на склоне палеоантеклизы, латеральным замещением песчаников делты глинистыми отложениями прибрежной равнины и мелководных заливов	Неравномерное чередование пластов мелко-, средне-, крупнозернистых песчаников, гравелигов, алевролитов с прослоями, аргиллитов	Регенерационный кварцевый; ступсковый карбонатный доломитового состава; сульфатный ангидритовый и реже гипсового состава; резе глинистый, гидрослюдастый порово-плёночного типа	Регенерация зерен кварца; конформные, инкорпорационные контакты зерен; полоски Бема по обломкам; пиритизация; коррозия кварца карбонатным и сульфатным цементом; частичная серицитизация и пелитизация обломков полевых шпатов; сульфатизация; коррозия зерен доломитом; трещиноватость; засоление	I класс – 2,6; II класс – 4,3; III класс – 16,2; IV класс – 27,4; V класс – 20,8; VI класс – 28,7

Месторождение	Горизонт	Основные фациальные обстановки	Тип пород по гранулометрическому и литологическому составам	Тип цемента	Вторичные изменения	Доля коллекторов разных классов проницаемости (по классификации А.А. Ханина), %
Чаяндинское	Талахский	Фации центральной, краевой и дистальной частей временного потока, пограничной зоны дистальной части временного потока и зоны самостоятельного гидродинамического режима	Неравномерное переслаивание гравелитов, средне-, мелко- и крупнозернистых песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов	Кварцевый регенерационный (в основном) порового, пленочного, ступового типа. Редко карбонатный (доломитовый) и сульфатный (ангидридовый, реже гипсовый). Глинистый гидрослюдистый (тонкошелушчатый) и глинисто-карбонатный пленочного и порово-пленочного типов неравномерно, в единичных прослоях.	Регенерационные структуры; микролитолитовые контакты кварцевых зерен; серицитизация; пелитизация; тонкорассеянное рудное напыление; слюдитые каемки; активное окисление; сульфатизация; кристаллы ангидрита; коррозия зерен гипсовым и ангидридовым цементом; деформация и гидратация слюды; пиритизация	I класс – 0,7; II класс – 0,9; III класс – 6,3; IV класс – 21,4; V класс – 33,8; VI класс – 36,9
Тас-Юрское	Талахский	Преобладали континентальный и прибрежно-морской режимы осадконакопления. Формирование горизонта произошло в период трансгрессии морского бассейна	Частое чередование плотных и пронизаемых, песчаников, мелко-, среднезернистых. В подошвенной части встречаются гравелиты и брекчированные породы	Песчанники: • глинистый для олигомиктовых песчаников (содержание от 1,7 до 20 %, преобладает гидрослюда); • карбонатный для мономиктовых песчаников. Алевролиты: • глинистый (15...20 %); • гидрослюда пластинчатая, реже тонкошелушчатая, каолинит чешуйчато-агрегатный	Сульфатизация; галитизация песчаников; регенерация	I класс – 15,6; II класс – 13,4; III класс – 28,9; IV класс – 26,9; V класс – 6,3; VI класс – 8,9
Верхневешнячское	Юрхский	Осадконакопление происходило в мелководном морском бассейне с периодически изменяющимися соленостью и интенсивностью привноса глинистого материала	Пласт Ю-I: доломиты и доломитизированные известняки Пласт Ю-II: доломиты микро-, тонко-, иногда среднезернистые неслоистые массивные, в различной степени сульфатизированные, послонно глинистые, микролитолитовые в различной степени трещиноватые локально засоленные	Небольшая часть пор частично или полностью выполнена глинисто-органическим веществом или битумом, другие заполнители присутствуют гораздо реже; существенная часть микротрещин в нижней трети пласта выполнена ангидритом	Перекристаллизация доломита; доломитизация, кальцитизация и перекристаллизация кальцита (в меньшей степени), сульфатизация (еще в меньшей степени)	I класс – 0; II класс – 0,1; III класс – 1,8; IV класс – 20,6; V класс – 24,8; VI класс – 52,7

Месторождение	Горизонт	Основные фациальные обстановки	Тип пород по гранулометрическому и литологическому составам	Тип цемента	Вторичные изменения	Доля коллекторов разных классов проницаемости (по классификации А.А. Ханина), %
Верхневеличанское	Харытавский	Небольшие колебания уровня палеоморя в период накопления песчаного материала вдоль береговой линии	Чередование песчаников мелко-, средне-, крупнозернистых, алевролитов крупнозернистых, иногда тонкослоистых, аргиллитов, часто алевроитовых, тонко- и микрослоистых. Пласты и пропластки аргиллитов разделяют песчаные пачки	Карбонатный; ангидридовый; глинистый. Содержание цемента в песчаных разностях в основном не превышает 10 % (в среднем 4...5 %)	-	I класс – 0; II класс – 0,6; III класс – 15,5; IV класс – 26,6; V класс – 14,3; VI класс – 43,0
			Песчаники преимущественно мелко-среднезернистые. В основании травертины слабо- и среднесцементированные	Поровый, порово-плечный, гидрослоистый, иногда с каолинитом. В ряде случаев роль цемента выполняет регенерационный кварц	Регенерация кварца	I класс – 1,6; II класс – 7,7; III класс – 19,6; IV класс – 21,4; V класс – 18,9; VI класс – 30,8
Ковыткинское	Парфеновский	Пласт П₁ ; сформировался в условиях прибрежно-морской равнины и локализованных аллювиально-дельтовых палеопотоков. Постепенная смена обстановки осадконакопления с аллювиальной на приливно-отливную Пласт П₂ ; начал формироваться в континентальных условиях аллювиального генезиса. К завершению формирования пласта генезис менялся от аллювиального к аллювиально-дельтовым условиям и к переходному – прибрежно-морскому – генезису	Песчаники мелкозернистые, алевроиты до перехода в алевролиты, реже крупно- и среднезернистые с ритмичными прослоями алевролитов и аргиллитов	Первичный цемент: глинистый и представлен преимущественно хлоритом плечным и поровым. Вторичный цемент: преобладающие компоненты – регенерационный кварц, а также пятнообразно распределенные доломит, ангидрит и гипс. В порах иногда присутствует гематит. Вокруг зерен помимо хлоритовой оболочки встречается тонкая гематитовая оболочка	Регенерация кварца; интенсивная регенерация обломочных зерен	I класс – 0; II класс – 0; III класс – 0,2; IV класс – 5,2; V класс – 11,5; VI класс – 83,1
			Песчаники крупно-, средне-, мелкозернистые до алевроитистых с редкими ритмичными прослоями алевролитов и аргиллитов	Интенсивная аугитенная цементация, представленная в основном каемками хлорита и кварцевого регенерационного цемента	-	I класс – 0; II класс – 0,3; III класс – 2,3; IV класс – 13,4; V класс – 19,6; VI класс – 64,4

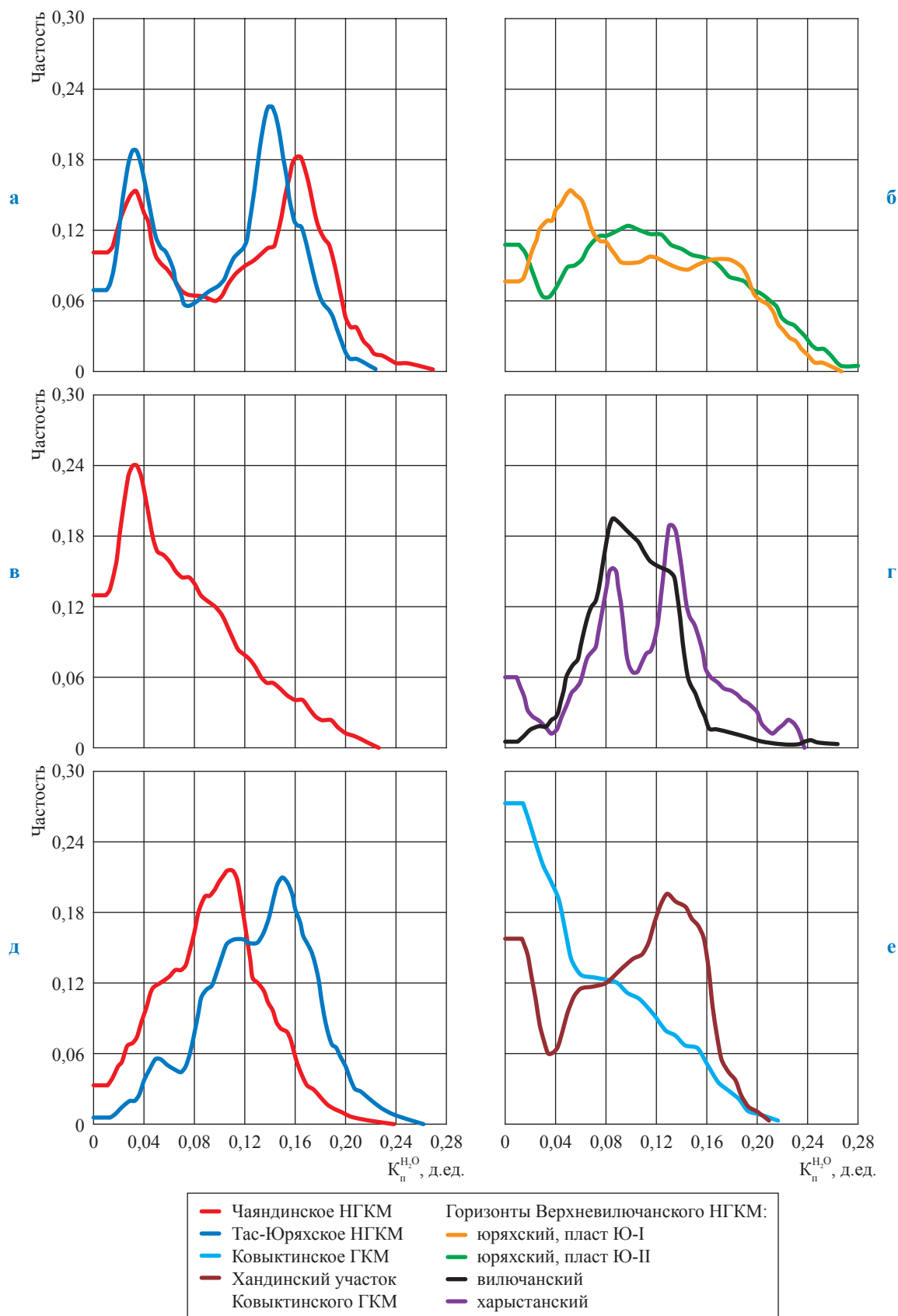


Рис. 1. Сопоставление дифференциальных распределений коэффициентов $K_n^{H_2O}$ пористости по керну (водонасыщению) продуктивных горизонтов – ботубинского (а), 1-го и 2-го юряхских (б), хамакинского (в), харыстанского и вилючанского (г), талахского (д), парфеновского (е) – месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»

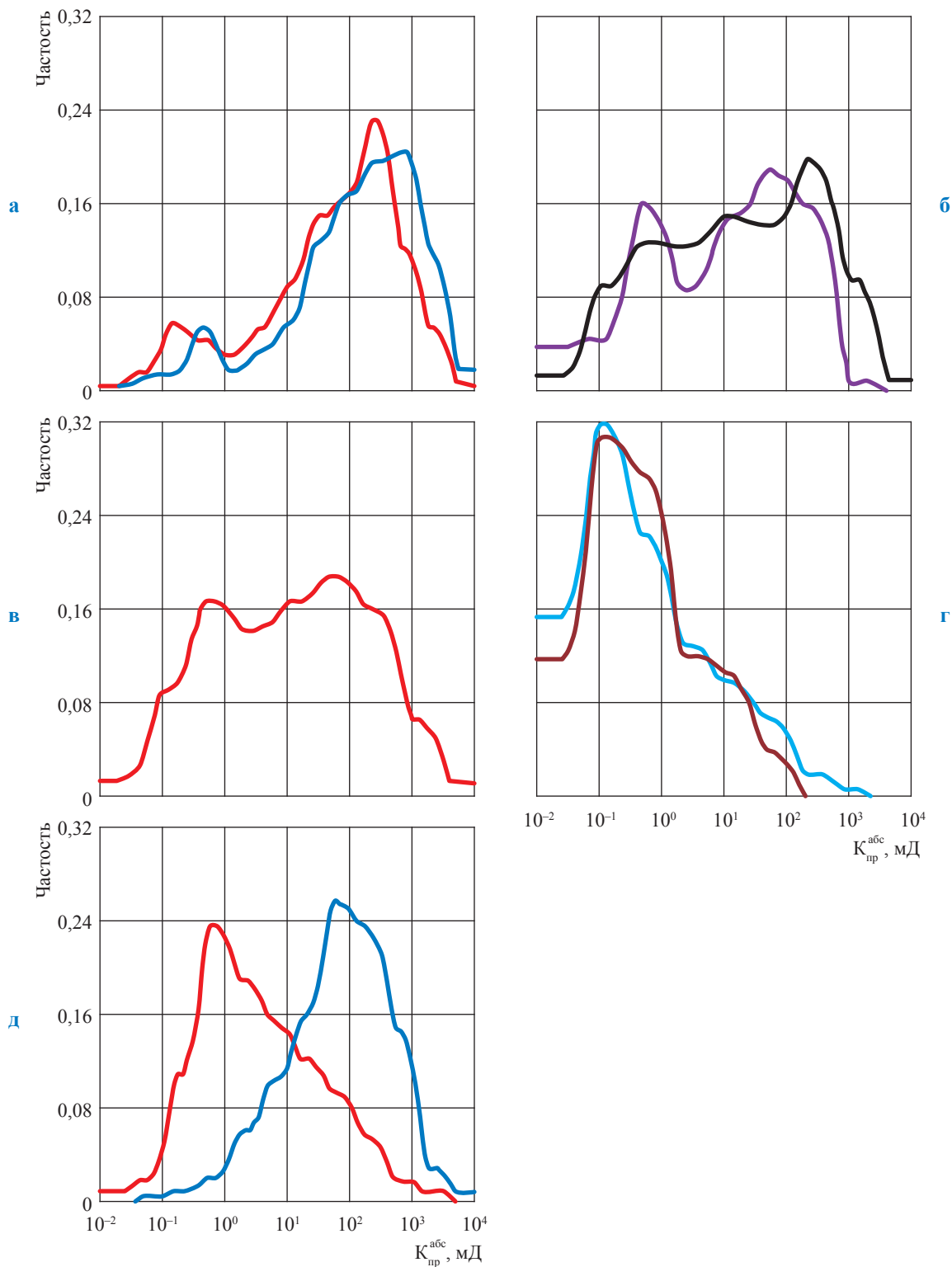


Рис. 2. Сопоставление дифференциальных распределений коэффициентов $K_{пр}^{abc}$ абсолютной проницаемости (по керну) продуктивных горизонтов – ботубинского (а), харыстанского и вилочанского (б), хамакинского (в), парфеновского (г), талахского (д) – месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири». Здесь и далее на рис. 3 см. экспликацию к рис. 1

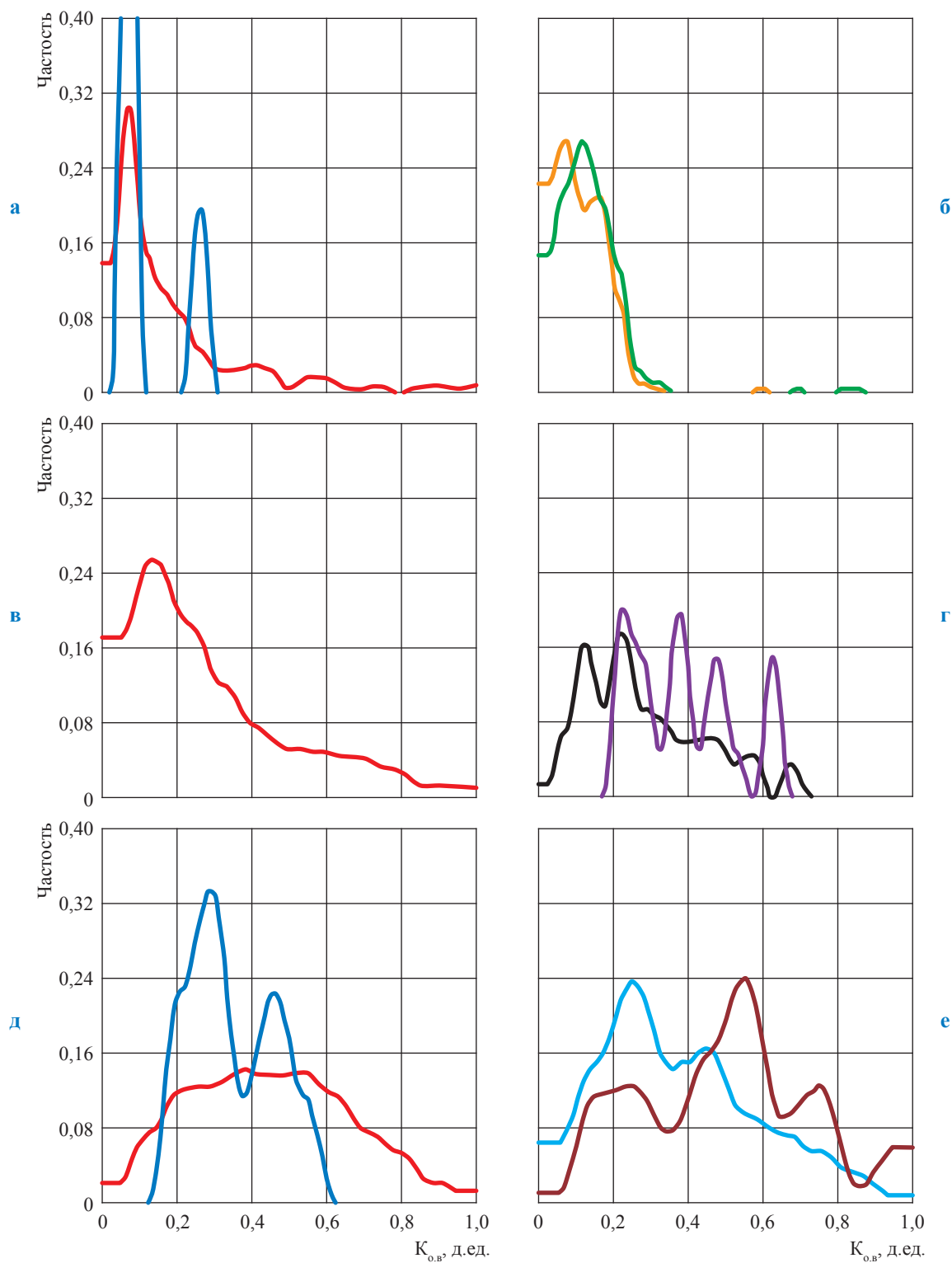


Рис. 3. Сопоставление дифференциальных распределений коэффициента $K_{o,v}$ остаточной водонасыщенности (по капилляриметрии) продуктивных горизонтов – ботубинского (а), 1-го и 2-го юрских (б), хамакинского (в), харыстанского и вилючанского (г), талахского (д), парфеновского (е) – месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»

Таблица 3

Основные статистические оценки ФЕС по продуктивным горизонтам месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»

Месторождение	Горизонт	Средняя $H_{абс}$, м	$K_{п}^{H_2O}$, д.ед.		$K_{пр}^{абс}$, мД		$K_{о.в}$, д.ед.		Содержание глины, %	
			макс.	средн.	макс.	средн.	мин.	средн.	макс.	средн.
Чаяндинское	Ботуобинский	-1404	0,272	0,132	5496	324,2	0,006	0,17	52,6	3,3
	Хамакинский	-1290	0,271	0,094	6100	186,4	0,009	0,281	53,5	7,0
	Талахский	-1409	0,236	0,111	7513	55,4	0,014	0,481	39,1	8,0
Тас-Юряхское	Осинский	-1155	0,199	0,085	7	1,7	0,157	0,482	-	-
	Ботуобинский	-1603	0,26	0,131	8800	737,9	0,011	0,354	50,7	12,4
	Талахский	-1627	0,254	0,136	4516	186,5	0,041	0,363	25,6	10,9
Ковыктинское	Парфеновский	-2255	0,219	0,123	555	20,0	0,06	0,449	31	14,6
Верхневиллючанское	Юряхский, пласт Ю-I	-1337	0,276	0,144	584	18,4	0,071	0,149	-	-
	Юряхский, пласт Ю-II	-1352	0,294	0,153	109	6,4	0,066	0,161	-	-
	Харыстанский	-1996	0,223	0,124	451	94,3	0,035	0,322	22,6	5,8
	Виллючанский	-2159	0,238	0,114	4724	181,4	0,047	0,412	20,8	9,4

Таблица 4

Обобщение установленных граничных ФЕС для группы месторождений, входящих в ГТС «Сила Сибири»

Месторождение	Горизонт	Средняя $H_{абс}$, м	Граничные значения			
			установленные		принятые при подсчете запасов	
			$K_{п}^{H_2O}$, д.ед.	$K_{пр}^{абс}$, мД	$K_{п}^{H_2O}$, д.ед.	$K_{пр}^{абс}$, мД
Чаяндинское	Ботуобинский	-1404,1	0,039	0,8	0,039	0,8
	Хамакинский	-1290,4	0,040	0,7	0,040	0,5
	Талахский	-1408,7	0,065	0,7	0,065	0,7
Тас-Юряхское	Ботуобинский	-1607,3	0,040	4,0	0,057	-
	Талахский	-1538,1	0,072	5,0		
Ковыктинское	Парфеновский	-2254,8	0,080	0,6	0,086	0,1
Верхневиллючанское	Юряхский, пласт Ю-I	-1337,1	0,065	0,4	0,052/0,070	0,1-1
	Юряхский, пласт Ю-II	-135,2	0,074	0,4	0,067/0,088	0,08-1,3
	Харыстанский	-1995,9	0,044	1,5	0,048/0,07	
	Виллючанский	-2159,4	0,082	1,6	0,077/0,094	

Изменение статистических оценок $K_{п}^{H_2O}$ для коллекторов изучаемой группы месторождений в зависимости от $H_{абс}$ выражается уравнениями с высокими коэффициентами корреляции:

- максимальных оценок – $K_{п.макс}^{H_2O}$:

$$H_{абс} = \frac{1}{-0,00213 - 0,00253 \lg K_{п.макс}^{H_2O}},$$

$KTC = 0,61, \text{ Пог} = 0,063;$

- средних оценок – $K_{п.средн}^{H_2O}$:

$$H_{абс} = \frac{1}{0,000106 - 0,0409(K_{п.средн}^{H_2O})^2},$$

$KTC = 0,53, \text{ Пог} = 0,083;$

- граничных оценок – $K_{п.гр}^{H_2O}$:

$$H_{абс} = \frac{1}{-0,000908 - 0,0694(K_{п.гр}^{H_2O})^2},$$

$KTC = 0,22, \text{ Пог} = 0,12, \tag{3}$

где KTC – коэффициент тесноты связи; Пог – погрешность.

Зависимость изменения значений $K_{п.макс}^{H_2O}$ с глубиной верна даже для карбонатных отложений юряхского горизонта. Отмечается тесная корреляционная зависимость значений $K_{п.средн}^{H_2O}$ и $H_{абс}$ для ботуобинского горизонта Чаяндинского и Тас-Юряхского месторождений, талахского горизонта Тас-Юряхского месторождения, продуктивных пластов Верхневиллючанского и Ковыктинского

месторождений (рис. 4). При этом для хамакинского и талахского горизонтов Чайядинского НГКМ значения $K_{п.средн}^{H_2O}$ ниже установленной общей тенденции, что отражает серьезное влияние вторичных процессов на ФЕС этих горизонтов. Графически обобщенная математическая модель изменения статистических оценок $K_{п}^{H_2O}$ в зависимости от $H_{абс}$ представлена на рис. 5.

Закономерности изменения значений $K_{пр}^{абс}$ по глубине также выражены в виде уравнений (рис. 6):

- максимальных – $K_{пр.макс}^{абс}$:

$$H_{абс} = \frac{23748154}{-10696,3 - K_{пр.макс}^{абс}},$$

КТС = 0,35, Пог = 0,1;

- средних – $K_{пр.средн}^{абс}$:

$$H = 3,85K_{пр.средн}^{абс} - 2331, \text{ КТС} = 0,49, \text{ Пог} = 0,09 (N = 6),$$

где N – размер выборочной совокупности;

- граничных – $K_{пр.гр}^{абс}$:

$$H = 167,8K_{пр.гр}^{абс} - 2322, \text{ КТС} = 0,8, \text{ Пог} = 0,03. \tag{6}$$

Следует отметить, что закономерности изменения статистических характеристик $K_{пр}^{абс}$ по глубине отличаются более широкими пределами (см. рис. 6), чем наблюдаются для $K_{п}^{H_2O}$. При этом достаточно уверенно прослеживаются закономерности изменения $K_{пр.макс}^{абс}$ и $K_{пр.средн}^{абс}$ для горизонтов, являющихся стратиграфическими аналогами: пласта В₅ парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ и ботубинского горизонта Чайядинского и Тас-Юряхского НГКМ; пласта В₁₀ хамакинского горизонта Чайядинского НГКМ и харыстанского горизонта Верхневилючанского НГКМ. Значительно меньшими значениями характеризуется проницаемость карбонатных пластов юряхского горизонта кембрия. Обобщение полученных закономерностей в виде математической модели изменения статистических характеристик $K_{пр}^{абс}$

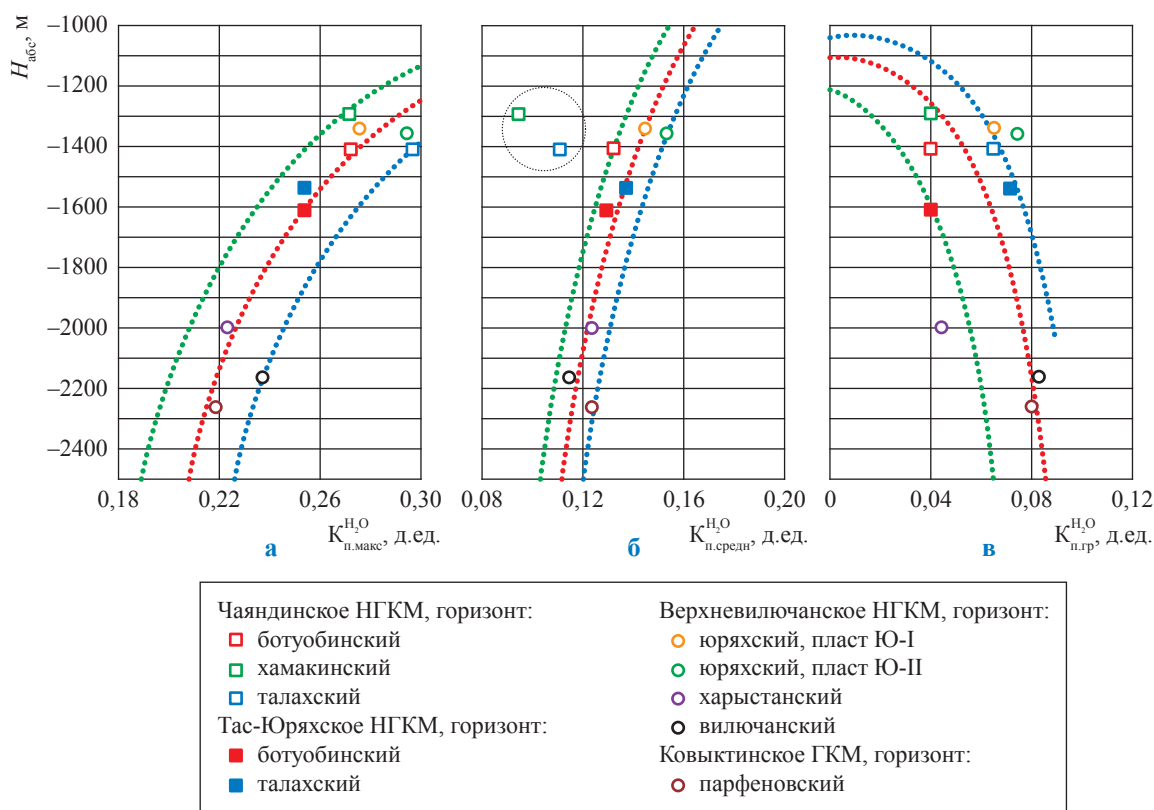


Рис. 4. Изменение основных статистических характеристик $K_{п}^{H_2O}$ по глубине залегания для продуктивных пластов Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон: а – $K_{п.макс}^{H_2O}$ (см. формулу (1)); б – $K_{п.средн}^{H_2O}$ (см. формулу (2)); в – $K_{п.гр}^{H_2O}$ (см. формулу (3))

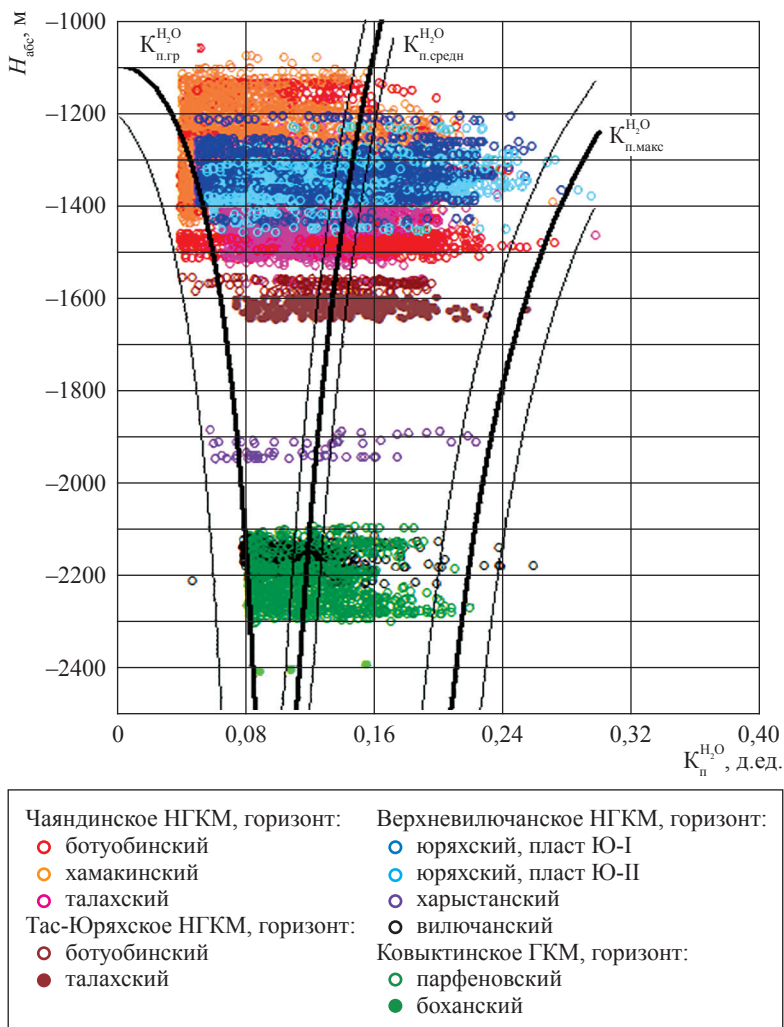


Рис. 5. Математическая модель изменения статистических оценок $K_n^{H_2O}$ по глубине для продуктивных пластов венд-кембрийского возраста Ньюской, Вилучанской, Ботубобинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон при сопоставлении с фактическими данными: см. формулы (1) – (3)

по глубине с представлением керновых данных отражено на рис. 7.

Изменение статистических оценок $K_{o.v}$ по глубине представлено на рис. 8. Минимальное значение $K_{o.v,мин}$ для всех терригенных отложений венда выражается уравнением

$$H_{абс} = \frac{1}{-0,0001 + 0,000276 \lg(K_{o.v,мин})},$$

КТС=0,69, Пог = 0,05. (7)

Среднее значение $K_{o.v,средн}$ имеет разные тенденции уменьшения по группам горизонтов:

- для ботубобинского горизонта Чаяндинского НГКМ, парфеновского горизонта

Ковыктинского ГКМ, вилучанского, харыстанского горизонтов Верхневилучанского НГКМ

$$H_{абс} = \frac{K_{o.v,средн}}{-0,00028K_{o.v,средн} - 0,00007},$$

КТС = 0,95, Пог = 0,01; (8)

- для ботубобинского и талахского горизонтов Тас-Юряхского НГКМ:

$$H_{абс} = \frac{K_{o.v,средн}}{-0,000127K_{o.v,средн} - 0,00018},$$

КТС = 0,75, Пог = 0,02. (9)

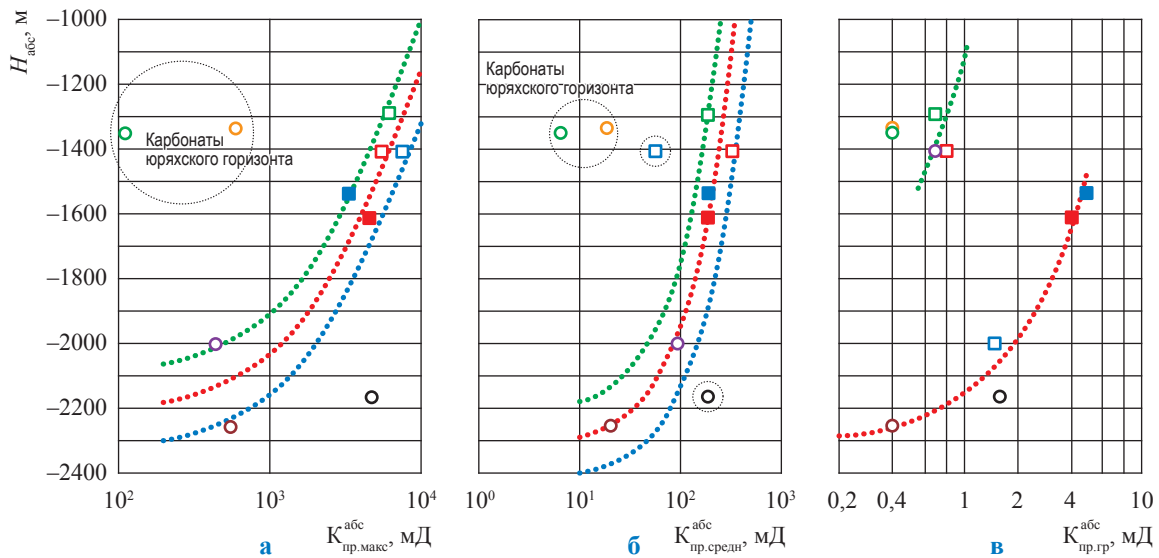


Рис. 6. Изменение основных статистических характеристик $K_{пр}^{abc}$ по глубине залегания для продуктивных пластов Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон: а – $K_{пр.макс}^{abc}$ (см. формулу (4)); б – $K_{пр.средн}^{abc}$ (см. формулу (5)) в – $K_{пр.гр}^{abc}$ (см. формулу (6)). Условные обозначения см. в экспликации к рис. 4

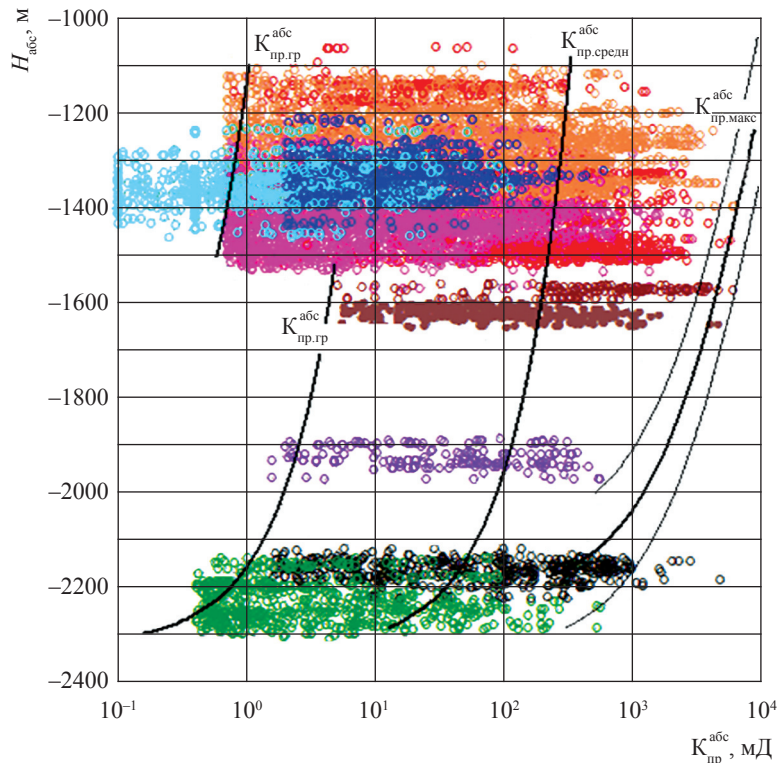


Рис. 7. Математическая модель изменения статистических оценок $K_{пр}^{abc}$ по глубине для продуктивных пластов венд-кембрийского возраста Нюйской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон при сопоставлении с фактическими данными: см. формулы (4) – (6) и экспликацию к рис. 5

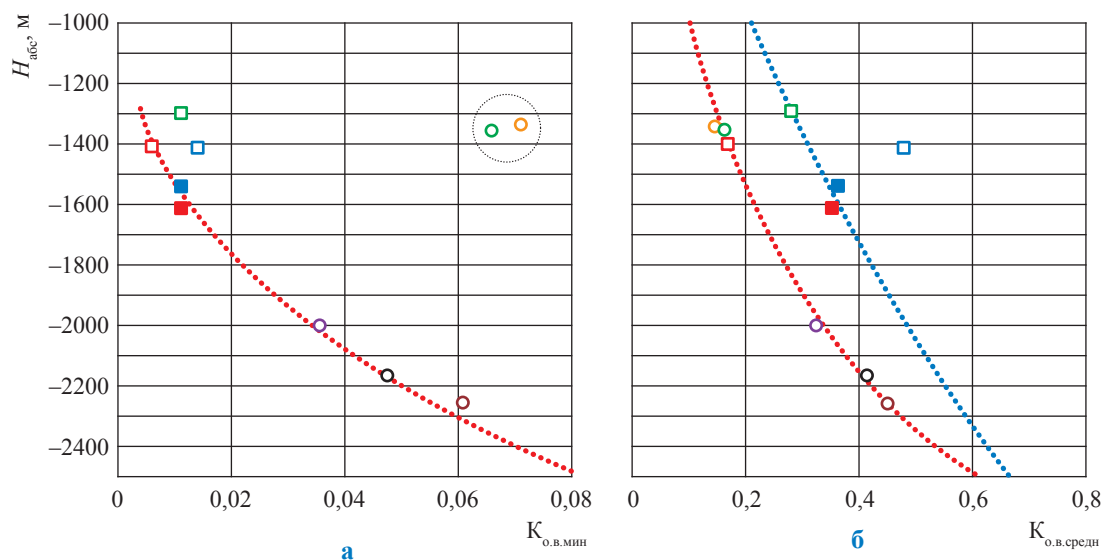


Рис. 8. Изменение основных статистических характеристик $K_{о.в.}$ по глубине залегания для продуктивных пластов Ньюиской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон: а – $K_{о.в.мин}$ (см. формулу (7)); б – $K_{о.в.средн}$ (см. формулы (8), (9)).

Условные обозначения см. в экспликации к рис. 4

Талахский горизонт Чаюдинского НГКМ характеризуется наиболее высоким $K_{о.в.}$, не подчиняющимся общим закономерностям изменения $K_{о.в.}$ по глубине. Это еще раз подтверждает фациальную исключительность этого горизонта относительно других отложений венда.

Впервые для венд-кембрийских отложений месторождений Восточной Сибири в пределах Ньюиской, Вилючанской, Ботубинской, Ийско-Жигаловской фациальных зон установлены закономерности изменения ФЕС продуктивных горизонтов по керну в зависимости от абсолютной глубины. Разработаны математические выражения, отражающие изменение статистических оценок ФЕС с глубиной с учетом доверительных интервалов.

Применение установленных зависимостей изменения ФЕС по глубине для вендских отложений с учетом литофациального районирования целесообразно для экспресс-оценки пределов изменения ФЕС пород малоизученных месторождений по абсолютной глубине, а также подтверждения корректности керновых исследований и интерпретации ГИС.

Список литературы

1. Ахияров В.Х. Закономерности изменения физических параметров пород-коллекторов по разрезу Западной Сибири / В.Х. Ахияров // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1980. – Вып. 151. – С. 3–22.
2. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаюдинского месторождения / А.Е. Рыжов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 145–160.
3. Рыжов А.Е. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаюдинского НГКМ на их фильтрационные характеристики / А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Т.А. Перунова и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тез. докл. II Междунар. науч.-практ. конф. 28–29 октября 2009. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 62.
4. Поляков Е.Е. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаюдинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений / Е.Е. Поляков, Е.А. Пылёв, И.В. Чурикова и др. // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.

5. Поляков Е.Е. Проблемы определения коэффициента проницаемости по ГИС для сложнопостроенных коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, Е.А. Пылёв и др. // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
6. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 3–17.
7. Поляков Е.Е. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков, А.Е. Рыжов, О.В. Ивченко и др. // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 172–186.
8. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности скважин от их фашиальной принадлежности и засолонения коллектора на примере ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения / О.В. Ивченко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 50–55.
9. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.

Consistent patterns for depth variation of statistical estimations of filtration and porosity at Vendian deposits of the fields included into the “Power of Siberia” gas transportation system

Yu.M. Churikov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: Y_Churikov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Finding principals of deposit permeability and porosity variation depending on stratification depths is an important item in synthesis of geological-geophysical information gathered in course of field searching and prospecting. Such generalization has been fulfilled in respect to big Western-Siberian fields. Considerable concentration of raw hydrocarbons in the complex-structured Vendian rocks at Eastern Siberia makes carry out similar studies of these sediments.

This article reveals depth variation patterns of statistical estimations of reservoir properties for primary “Power of Siberia” pipeline fields, namely: Chayanda, Tas-Yuryakh, Verkhnevilyuchanskoye (Upper-Vilyuchan), Kovykta. According to a scheme of facial zoning, these fields belong to Tungus facial region. Author exposes modes of generation and occurrence of Vendian-Cambrian productive horizons, as well as mineralogical, structural, and texture characteristics of the horizons. For the first time, the depth dependencies of porosity and permeability statistical estimations have been derived for Vendian deposits located within the frameworks of Nyuya, Vilyuchan, Botuoba, Iysk-Zhigalovsk facial zones.

It is understood that the clearest regularities in depth variety of porosity and permeability values are observed for stratigraphic analogues, namely: a B₅ layer belonging to Parfenovskiy horizon of Kovykta gas-condensate field and to Botuoba horizon of Chayanda and Tas-Yuryakh oil-gas-condensate fields; a B₁₀ layer belonging to Khamaki horizon of Chayanda field and to Kharystanskiy horizon of Verkhnevilyuchanskoye oil-gas-condensate field.

It is reasonable to apply the founded depth varieties of reservoir properties for Vendian deposits of poorly studied hydrocarbon fields taking into account lithologic and facial zoning in order either to carry out express estimation of their reservoir properties, or to justify correctness of core tests and interpretations of well logs.

Keywords: Vendian deposits, filtration and porosity, laws, hydrocarbon fields, “Power of Siberia” gas pipeline.

References

1. AKHIYAROV, V.Kh. Regular alterations of reservoir physical parameters along a section of Western Siberia [Zakonomernosti izmeneniya fizicheskikh parametrov porod-kollektorov po razrezy Zapadnoy Sibiri]. In: *Trudy ZapSibNIGNI*. Tyumen, 1980, is. 151, pp. 3–22. (Russ.).
2. RYZHOV, A.Ye. Types and properties of the clastic Vendian reservoirs of Chayandinskoe NGKM [Tipy i svoystva terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 145–160. ISSN 2306-8949. (Russ.).

3. RYZHOV, A.Ye., N.V. SAVCHENKO, T.A. PERUNOVA, et al. Influence of pore volume structure features of Chayanda oil-gas condensate field reservoirs on its filtration properties. In: *II International conference "World gas resources and reserves and advanced development technologies", 28–29 October 2019 (WGRR-2010): abstracts*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 57.
4. POLYAKOV, Ye.Ye., Ye.A. PYLEV, I.V. CHURIKOVA et al. Productivity of complex terrigenous Vendian reservoirs of Chayanda field depending on lithological-petrophysical properties and geological-engineering conditions of deposit uncapping [Produktivnost slozhnopostroyennykh terrigennykh kollektorov venda Chayandinskogo mestorozhdeniya v zavisimosti ot litologo-petrofizi cheskikh svoystv i geologo-tekhnicheskikh usloviy vskrytiya otlozheniy]. *Territoriya neftegaz*. 2017, no. 12, pp. 22–32. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. POLYAKOV, Ye.Ye., I.V. CHURIKOVA, Ye.A. PYLEV, et al. Issues of well-log-based determination of permeability factors for complex-structured Vendian reservoirs of Chayanda field during a stage of production drilling [Problemy opredeleniya koefitsiyenta pronitsayemosti po GIS dlya slozhnopostroyennykh kollektorov venskogo vozrasta Chayandinskogo mestorozhdeniya na etape ekspluatatsionnogo bureniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2018, no. 10, pp. 30–41. ISSN 2072-2745. (Russ.).
6. SKOROBOGATOV, V.A. Yenisey-Lena megaprovince: generation, location and prediction of hydrocarbon fields [Yenisey-Lenskaya megaprovintsiya: formirovaniye, razmeshcheniye i prognozirovaniye mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017, no. 3, pp. 3–17. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. POLYAKOV, Ye.Ye., A.Ye. RYZHOV, O.V. IVCHENKO, et al. Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gas condensate field [Resheniye nauchnykh problem pri podschete zapasov uglevodorodov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 172–186. ISSN 2306-9849. (Russ.).
8. IVCHENKO, O.V. Dependence of specific productivity of wells from their facies and reservoir salinity as exemplified by Botuoba horizon of Chayanda field [Zavisimost udelnoy produktivnosti skvazhin ot ikh fatsialnoy prinadlezhnosti i zasoloneniya kollektora na primere botuobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Territoriya Neftegaz*. 2014, no. 3, pp. 50–55. ISSN 2072-2745. (Russ.).
9. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV, et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).