

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 22.01.2025 г.

Принята к публикации 26.03.2025 г.

EDN: TYPQWG

УДК 552.578.061.4:551.762.2(571.12)

Комков М.А., Николин В.А., Хафизов С.Ф., Данцова К.И.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, komkovmaksim11@gmail.com, nikolinva@mail.ru, khafizov@gubkin.ru, kristinadantsova@yandex.ru

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ ЮЗ-4 ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ УВАТСКОГО РАЙОНА

Детальное изучение пластов ЮЗ-4 обусловлено значительной перспективностью их нефтегазоносности на территории Уватского района, а также сложностью литологического строения, что приводит к возникновению проблемы высокой вариативности фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Для её решения требуется достоверная информация о составе и свойствах слагающих пород, которая может быть получена путем статистического анализа параметров фильтрационно-емкостных свойств по керну.

Изучены строение и условия формирования пластов ЮЗ-4 тюменской свиты Уватского нефтегазоносного района Западной Сибири. Рассмотрены основные особенности изменения коллекторских свойств исследуемых отложений. Проведен анализ взаимосвязи имеющихся данных фильтрационно-емкостных свойств, рассчитаны основные показатели описательной статистики и построены гистограммы распределения по скважинам.

Ключевые слова: тюменская свита, коллекторы пластов ЮЗ-4, фильтрационно-емкостные свойства, Уватский нефтегазоносный район, Западная Сибирь.

Для цитирования: Комков М.А., Николин В.А., Хафизов С.Ф., Данцова К.И. Статистический анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пластов ЮЗ-4 тюменской свиты Уватского района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/12_2025.html EDN: TYPQWG

Введение

Восполнение запасов углеводородов (УВ) в настоящее время сдвигает геологоразведочные работы в сторону сложно сформированных геологических залежей с крайне неоднородным литологическим строением, приуроченных к осадочным комплексам полифациального характера [Грищенко, Решетников, 2023]. В пределах Западной Сибири к таким комплексам, наряду с другими, относятся отложения тюменской свиты среднего отдела юрской системы с пластами группы ЮЗ-Ю4. Разработка данных пластов осложнена слабо прогнозируемым положением коллектора в межскважинном пространстве и особым распределением начальных геологических запасов УВ по объему залежей.

Среди основных проблем при подсчёте запасов, создании проектов и технологических схем разработки залежей, принадлежащих пластам ЮЗ-4, выделяется высокая вариативность

значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород коллекторов. Поэтому важна не только достоверная информация о геологическом строении этого комплекса, составе и свойствах слагающих пород, но и статистические данные о распределении ФЕС изучаемого объекта с взаимосвязью между ними. Керновый материал, отбираемый из поисковых и разведочных скважин, является прямым, а, следовательно, наиболее достоверным источником информации о ФЕС и физических свойствах пород, особенно в интервалах залегания продуктивных пластов.

Цель исследований - оценка характера вариативности параметров ФЕС и взаимодействия между ними с использованием метода статистического анализа. Исходной информацией послужило изучение керна по 7 скважинам Уватского района (рис. 1).

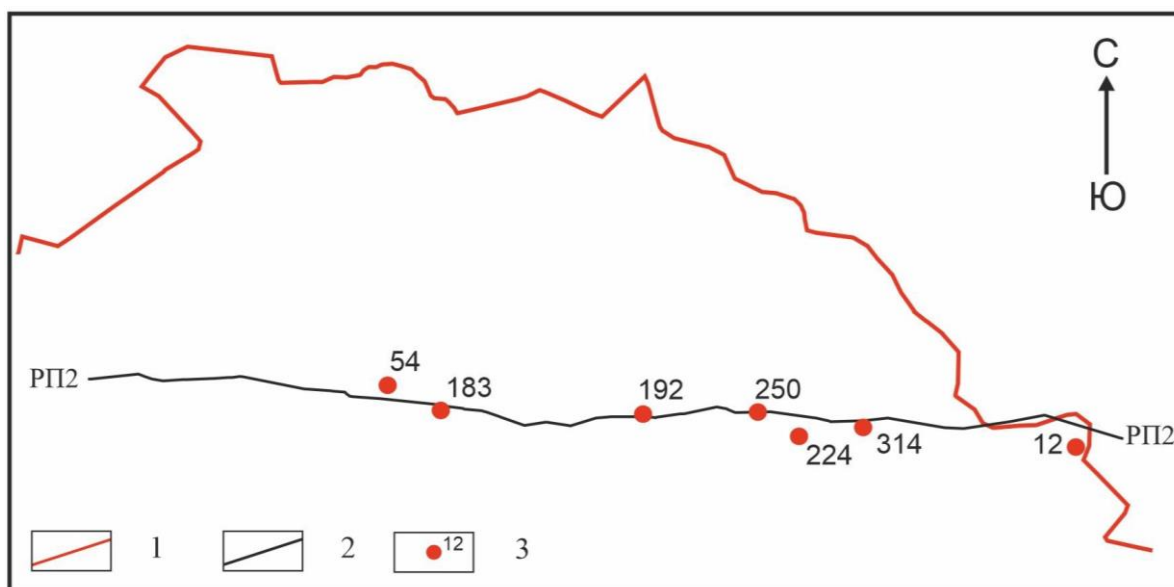


Рис. 1. Схема расположения скважин

1 - административная граница Тюменской области, 2 - региональный сейсмический профиль РП2, 3 - скважины.

Общая характеристика объектов исследования

В пределах исследуемого района среднеюрский (аален-ранний келловей) нефтегазоносный комплекс является одним из главных продуктивных интервалов. Отложения среднего отдела юрской системы представлены тюменской свитой, которая подразделяется на три подсвиты [Гайдебурова и др., 2000]. Нижняя подсвита включает в себя отложения песчано-алевритовых пластов Ю9-Ю7, средняя подсвита - пласты Ю6-Ю5, и верхняя подсвита - пласты Ю4-Ю2 [Дещеня, 2007].

Наибольший интерес в среднеюрском нефтегазоносном комплексе вызывают регионально-продуктивные песчано-алевритовые пласты Ю2-Ю4 верхней подсвиты, которые, как правило, являются неоднородными сложнопостроенными комплексами, которые только в

редких исключениях представляют собой относительно однородные по генезису тела, выполненные русловым аллювием, фациями прирусловых валов или дельтовыми комплексами заполнения местных областей разгрузки [Асеев, 1978]. Форма песчано-алевритовых тел, их пространственное распространение и строение контролируются сочетанием генетической природы, геоморфологией территории, тектоническими, климатическими и другими факторами. Таким образом, характерными особенностями отложений верхней подсвиты, накопленных в таких переходных, нестабильно чередующихся условиях, являются их литологическая и петрофизическая неоднородности по площади, вследствие чередования фаций [Шиманский и др., 2024].

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что прогнозирование нефтегазоносности пластов Ю2-Ю4 затруднено. При выделении и районировании зон распространения предполагаемых резервуаров с высокими ФЕС возникает проблема в виде сложной дифференциации фаций по свойствам пород, которая носит мозаичный характер строения по площади и приводит к сильной вариативности ФЕС.

Литолого-фациальная характеристика тюменской свиты и пластов Ю3-4

Вопросы литолого-фациальной характеристики и палеогеографии юрских отложений Юга Западной Сибири рассматривались в работах М.С. Зонн, А.Э. Конторовича, З.Я. Сердюк, С.И. Филиной, Г.С. Ясовича, А.Г. Мухера, Ф.Г. Гурари, С.Ф. Хафизова, В.В. Шиманского и др. Исследования позволили существенно уточнить и детализировать общую картину палеогеографического развития, выявить этапы формирования средне-позднеюрского седиментационного бассейна для всей рассматриваемой территории, восстановить условия образования терригенных отложений в юрский период.

В результате литофациального изучения керна уточнены палеообстановки седиментации юрских отложений исследуемого района (Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012 г.). Подтверждено, что большая часть тюменской свиты (пласты Ю9-Ю4) формировалась в байосское время в континентальных условиях при незначительном периодическом влиянии морских приливов. Палеогеографическая карта байосского времени представлена на рис. 2.

В батское время, в период осадконакопления средней части верхнетюменской подсвиты (пласт Ю3) на территории Уватского района в основном распространены континентальные условия осадконакопления, только в пониженных участках рельефа - условия переходные (от континентальных к морским). В позднебатское время образование кровельной части тюменской свиты (пласт Ю2) происходило в условиях прибрежно-морского мелководного шельфа при нестабильном положении береговой линии. Наблюдалось развитие приморской равнины в южном и юго-восточном направлениях, где до этого находилась аллювиальная

равнина (континентальные условия осадконакопления). Палеогеографическая карта на конец батского времени представлена на рис. 3.

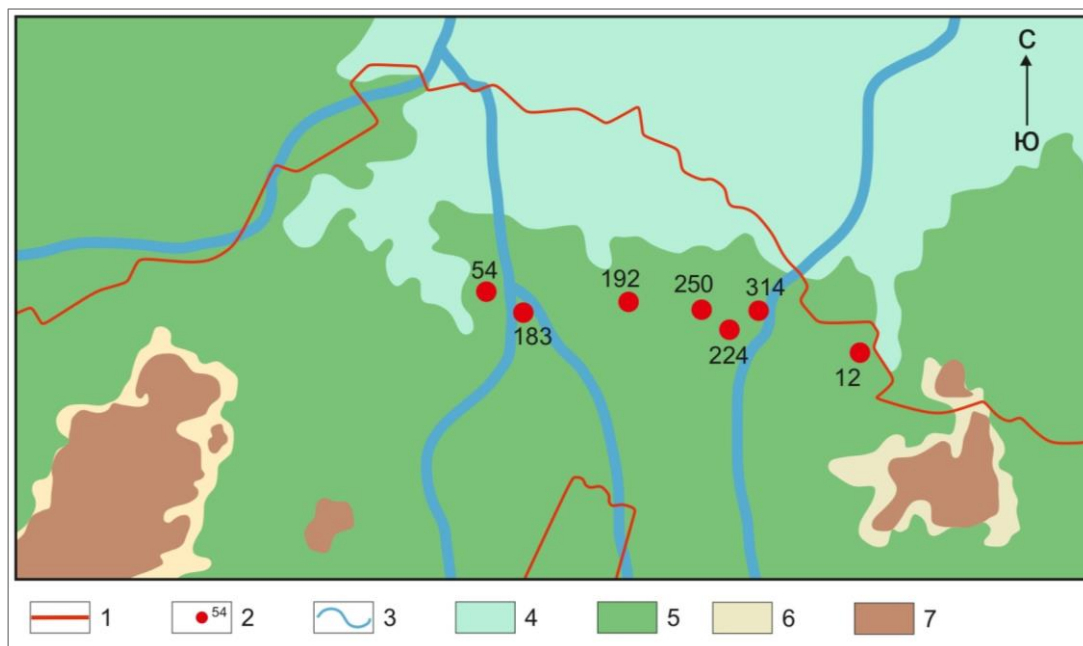


Рис. 2. Выкопировка из палеогеографической карты байоса Западно-Сибирского бассейна (север Тюменской области) [Шиманский и др., 2024]

1 - граница субъектов РФ; 2 - скважины; палеогеографические области: 3 - зона развития русловых отложений; 4 - прибрежная равнина, временами заливаемая морем; 5 - озёрно-аллювиальная равнина; 6 - денудационно-аккумулятивная равнина; 7 - горы и холмогорья.

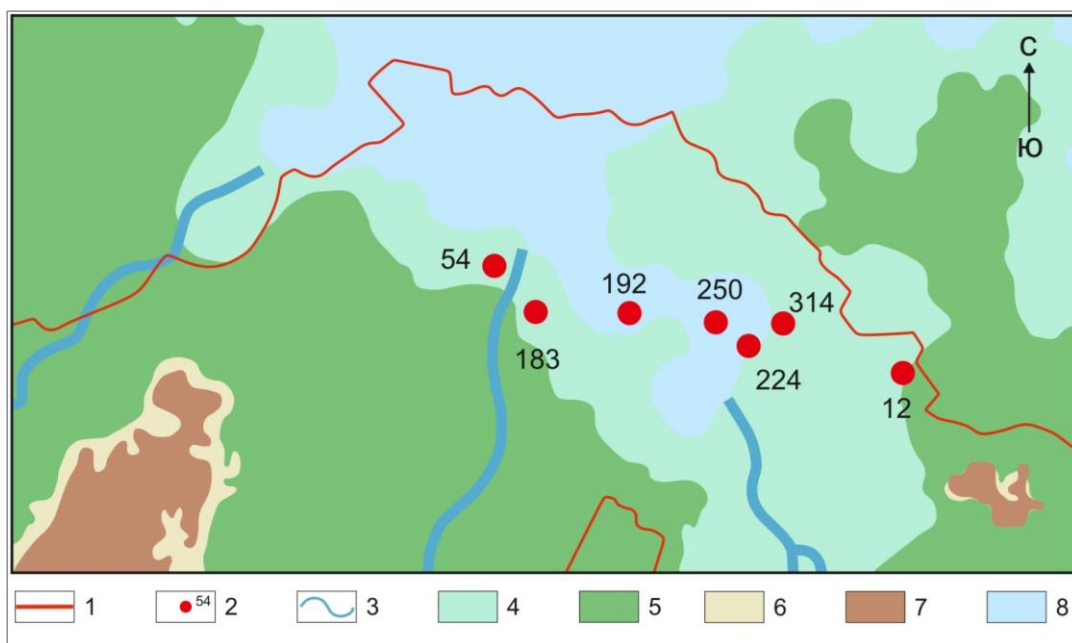


Рис. 3. Выкопировка из палеогеографической карты батского времени Западно-Сибирского бассейна (север Тюменской области) [Шиманский и др., 2024]

1 - граница субъектов РФ; 2 - скважины; палеогеографические области: 3 - зона развития русловых отложений; 4 - прибрежная равнина, временами заливаемая морем; 5 - озёрно-аллювиальная равнина; 6 - денудационно-аккумулятивная равнина; 7 - горы и холмогорья; 8 - зона развития песчаных аккумулятивных тел в мелководной части шельфа.

К завершению образования пород тюменской свиты происходит трансгрессия, и далее в келловейское время наступают полностью морские условия. Схематическая реконструкция смены условий осадконакопления юрских отложений юга Западной Сибири представлена на рис. 4.

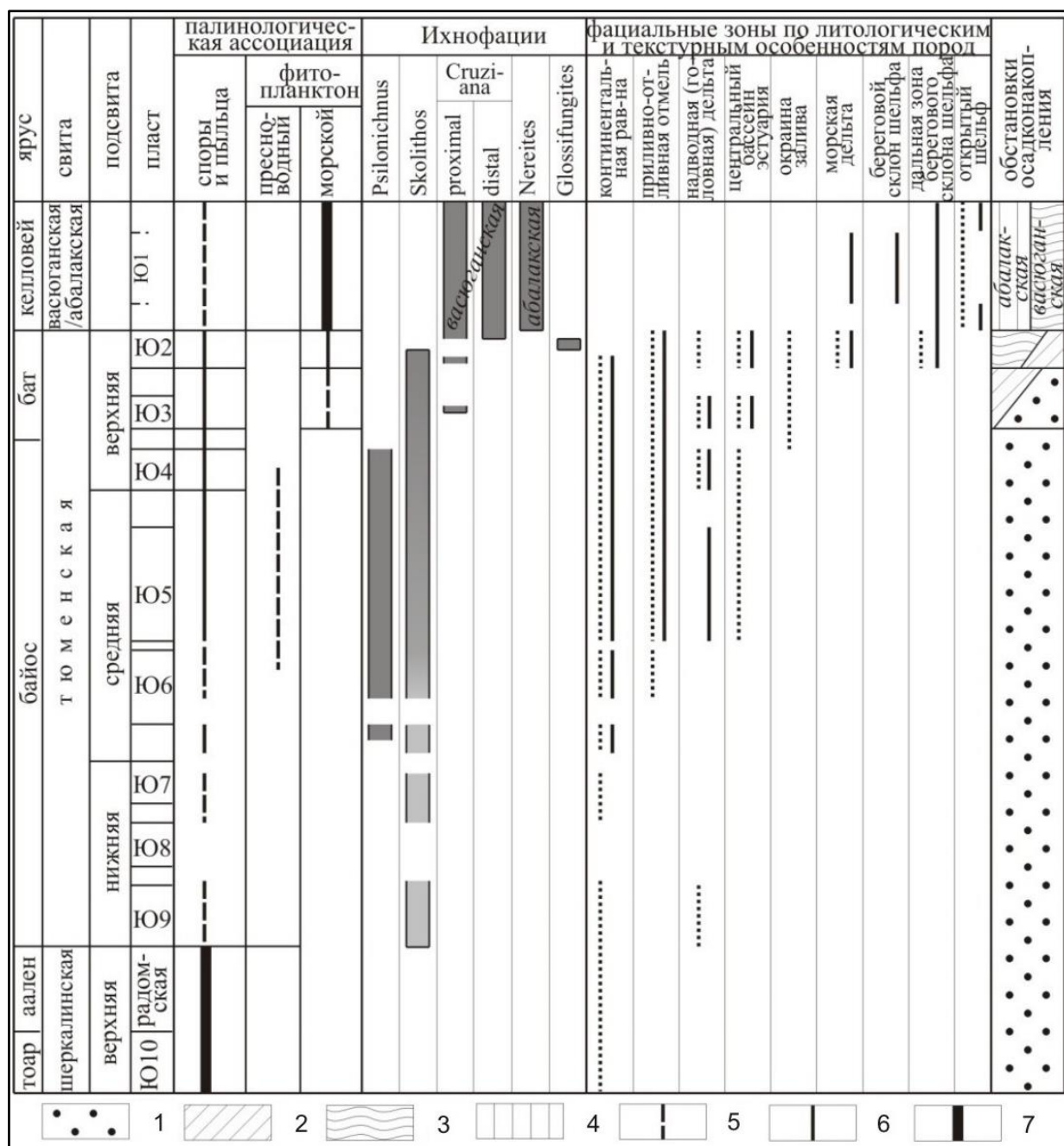


Рис. 4. Схематическая реконструкция смены условий осадконакопления юрских отложений (до келловоя) юга Западной Сибири

(Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012 г.)

Обстановки осадконакопления: 1 - континентальная; 2 - переходная; 3 - прибрежно-морского мелководного шельфа; 4 - открытого шельфа; количественные характеристики спор, пыльцы и фитопланктона: 5 - единичные экземпляры спор, пыльцы и фитопланктона; 6 - многочисленные экземпляры спор, пыльцы и фитопланктона; 7 - крайне многочисленные экземпляры спор, пыльцы и фитопланктона.

Таким образом, в период осадконакопления пластов Ю3-4 на территории исследования господствовали континентальные и континентально-переходные условия с влиянием морских приливов, что привело к развитию полифациального строения отложений.

Так, в конце позднего байоса, когда накапливался пласт Ю4, вся территория представляла собой область аллювиальной равнины с густой речной сетью, что привело к широкому развитию фациальных зон речных долин, включающих в себя фации речных русел, сопутствующие им фации береговых валов, песков разливов речных пойм и участков пойм, временно заливаемых водами (рис. 5). Направления течений практически всех водных потоков - с юга на север, со стороны денудационной суши, расположенной на юге (не входит в область рассматриваемой территории). Также стоит отметить, что в областях между речными долинами и временно заливаемыми участками пойм распространены глинистые фации пойменных озер и болот.

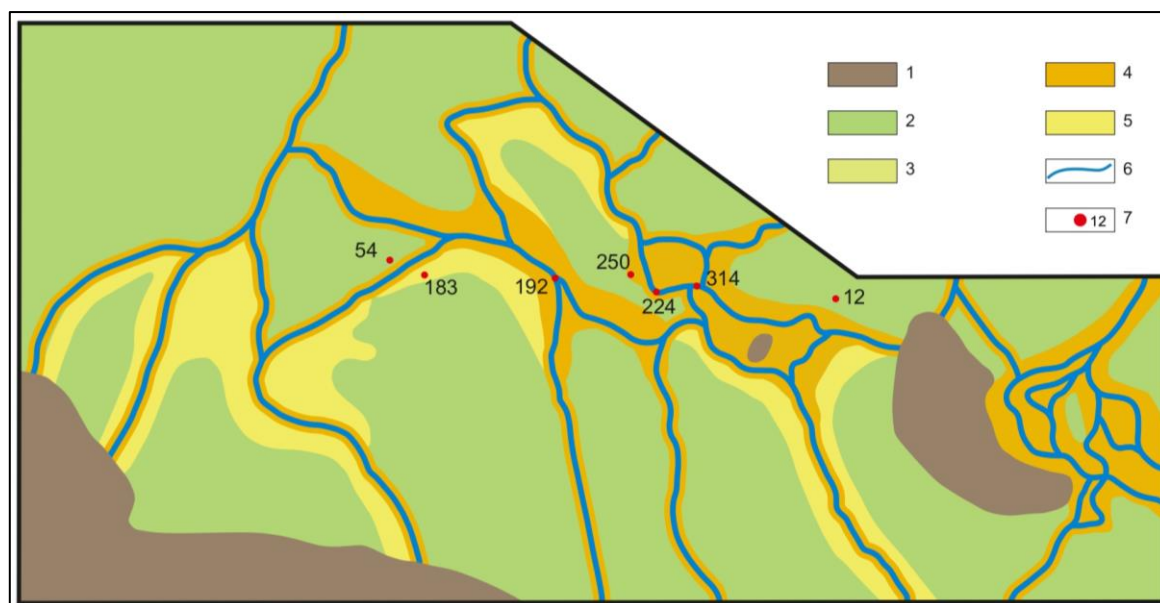


Рис. 5. Фациальная карта-схема на время формирования пласта Ю4

(Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2012 г.)

1 - денудационная возвышенность (зона отсутствия отложений); 2 - аллювиальная равнина (пойменные озера и болота); 3 - вероятная зона прибрежной равнины, временами заливаемая морем; 4 - речная долина; 5 - временами заливаемые участки пойм; 6 - русла рек; 7 - скважины.

В раннебатское время, когда накапливался пласт Ю3, на рассматриваемой территории, в целом, сохранялись те же палеогеографические области, что и в конце позднего бата. Области денудационных возвышенностей остались практически на тех же площадях, а большая часть территории является континентальной аллювиальной равниной (рис. 6). Только в северных и наиболее пониженных районах территории начинают развиваться переходные и приморские условия осадконакопления, которые постепенно будут продвигаться дальше на юг.

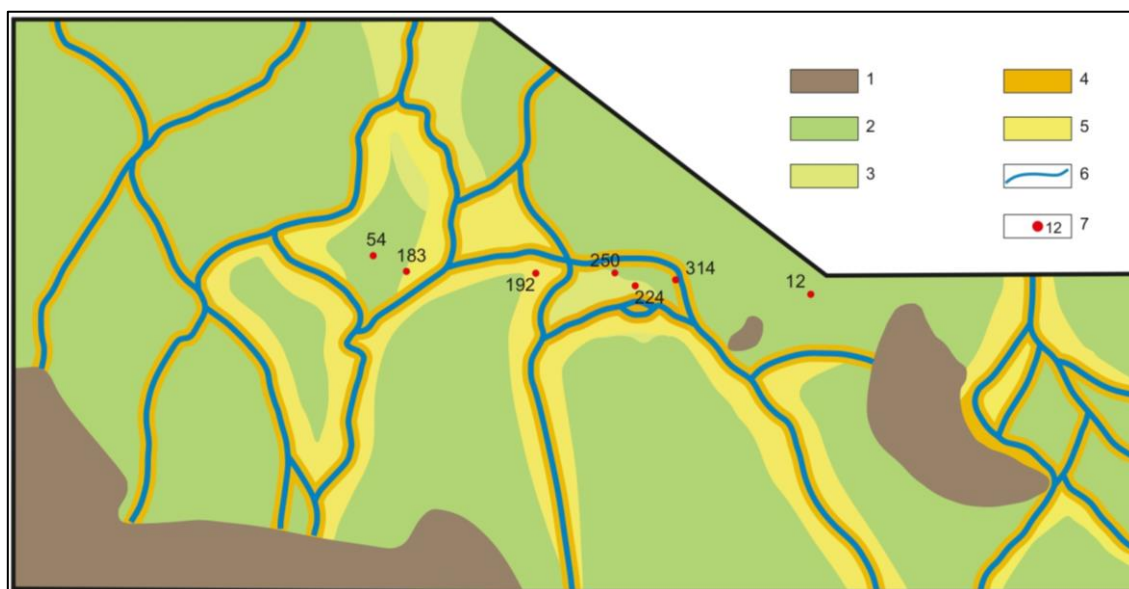


Рис. 6. Фациальная карта-схема на время формирования пласта Ю3

(Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2012 г.)

1 - денудационная возвышенность (зона отсутствия отложений); 2 - аллювиальная равнина (пойменные озера и болота); 3 - вероятная зона прибрежной равнины, временами заливаемая морем; 4 - речная долина; 5 - временами заливаемые участки пойм; 6 - русла рек; 7 - скважины.

Речная система, в целом, сохраняется в том же виде, что и во время образования пласта Ю4, однако размещение речных русел и долин некоторым образом изменяется на площади. По керновым исследованиям устанавливается, что там, где в пласте Ю4 находилось речное русло или фации речной долины, в пласте Ю3 фиксируются глинистые отложения пойменных озер и болот; и наоборот. Система речных долин становится менее или более развитой, она несколько меняет своё положение на площади.

В итоге можно сделать вывод, что нет сильного различия между фациальным строением пластов Ю3 и Ю4.

В литологическом плане отложения верхней подсвиты тюменской свиты, в частности пласты Ю4-Ю3, представлены переслаиванием песчаников, глин и алевролитов, с растительным детритом, остатками корневых систем растений.

Пласт Ю4 сложен светло-серыми и серыми мелко-, средне-, крупно-, разномелкозернистыми песчаниками с прослоями гравийного материала, с глинистым и глинисто-карбонатным цементом, с микропрослоями (до 1,5 см) аргиллита от темно-серого до черного (углистого), с линзами или прослоями угля, с мелкими конкрециями сидерита (до 0,2 см) и стяжениями пирита (до 0,7 см). Для толщи характерны тонкие микропрослои углисто-глинисто-слюдистого материала, многочисленный углефицированный растительный детрит и обломки угля. В толще песчаников могут присутствовать слои конгломерато-брекчии и брекчии, которые сложены полуокатанными и не окатанными обломками (до 4 см) аргиллита, кварца, полевых шпатов, сидерита, серпентинита, с единичными крупными обломками углефицированной древесины и

сцементированы песчаниками мелкозернистыми или алевролитами с глинистым или карбонатно-глинистым цементом.

Пласт Ю₃ сложен песчаниками светло-серыми, мелко-, средне-, крупнозернистыми, местами со значительной примесью гравийного материала, с глинистым и глинисто-карбонатным цементом, с микропрослоями (до 0,1 см) частично сидеритизированного углисто-глинисто-слюдистого материала, со стяжениями пирита и включениями мелкого углефицированного растительного детрита. В толще песчаников наблюдаются редкие прослои алевролитов серых с глинистым цементом, часто с тонкими прослоями и линзами песчаника мелкозернистого, и аргиллитов темно-серых до черных, со скоплениями углефицированного растительного детрита.

Материалы и объём исследования

Неоднородность коллекторских свойств пластов анализировалась и оценивалась на основе результатов исследований образцов горных пород по следующим параметрам: пористость (Кп), определенная по воде и гелию, проницаемость (Кпр) - по гелию и Клинкенбергу [Klinkenberg, 1941], коэффициент водоудерживающей способности (Квс), объемная и минералогическая плотности.

Для пластов Ю₃₋₄ из выбранных скважин отобрано 224,86 м керна, средний процент выноса которого составил 87,81 с интервалом изменения по скважинам 79,05-98,34% (табл. 1) (Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2012 г.).

В распоряжении авторов находились данные ФЕС по 602 образцам из 7 скважин (Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2012 г.). Объём исследований представлен в табл. 2.

Оценка основных фильтрационно-емкостных свойств и взаимосвязи между ними

Общая плотность исследований достаточно высока - среднее значение составляет 1,46 образец на метр. Наиболее изучены скважины 314, 224 и 250 со средними значениями выше 1,8 обр./м. Стоит отметить, что отдельные параметры (Кпр по гелию и Квс) не доизучены (со средними значениями 0,57 обр./м. и 0,39 обр./м). Также изученность пластов Ю₃₋₄ в скважинах 12 и 54 является локальной для песчаных пропластков, что стоит учитывать при составлении последующих выводов, так как может произойти завышение ФЕС. Плотность исследований представлена в табл. 3.

После систематизации и обработки исходных данных составлены таблицы средних (табл. 4) и граничных значений параметров ФЕС (табл. 5).

Таблица 1

Отбор и вынос керн по скважинам
(Ю.А. Цимбалюк и др., ФГУП «ЗапСибНИИГ», 2012 г.)

Скважина	Интервал отбора керн, м		Проходка с отбором керн, м	Вынос керн	
	кровля	подошва		М	%
Южно-Венихъяртская 12	2655,00	2665,00	10,00	9,78	97,80
	2665,00	2674,00	9,00	8,90	98,89
Западно-Пихтовая 314	2834,00	2847,00	13,00	11,64	89,54
	2847,00	2860,00	13,00	12,26	94,31
	2860,00	2872,00	12,00	8,00	66,67
	2872,00	2885,00	13,00	11,98	92,15
Северо-Тямкинская 224	2885,00	2898,00	13,00	12,80	98,46
	2898,00	2909,00	11,00	8,00	72,73
	2909,00	2921,00	12,00	5,40	45,00
	2921,00	2934,00	13,00	13,00	100,00
Томышская 250	2917,00	2927,50	10,50	10,00	95,24
	2927,50	2940,00	12,50	11,90	95,20
	2940,00	2953,00	13,00	12,30	94,62
	2953,00	2964,00	11,00	7,25	65,91
	2964,00	2976,00	12,00	8,13	67,75
Левобережная 192	2889,00	2902,00	13,00	12,54	96,46
	2902,00	2914,50	12,50	11,93	95,44
	2940,00	2951,00	11,00	10,56	96,00
	2951,00	2958,00	7,00	6,69	95,57
Жерняковская 183	3039,50	3048,50	9,00	8,30	92,22
	3067,00	3077,00	10,00	9,20	92,00
	3077,00	3083,00	6,00	5,20	86,67
Северо-Кальчинская 54	2948,00	2958,00	10,00	9,10	91,00
Среднее значение					87,81

К параметрам ФЕС относятся пористость и проницаемость, средние и предельные значения которых представлены ранее.

Средняя пористость пород на рассматриваемых скважинах не одинакова и варьирует в пределах от 8,27 до 14,27% по воде и от 7,67 до 13,79% по гелию (см. табл. 4).

Предельными значениями данного параметра по воде являются 2,26 и 17,68% в скважинах Жерняковская 183 и Северо-Тямкинская 224, по гелию - 0,68 и 17,82% в скважинах Западно-Пихтовая 314 и Северо-Тямкинская 224. Распределения значений пористости и статистические показатели приведены на рис. 7 и 8.

Таблица 2

Объем исследований

Скважина	Количество образцов	Пористость, %		Проницаемость, 10^{-3} мкм ²		Квс	Плотность, г/см ³	
		вода	гелий	гелий	по Клинкенбергу		объем.	минер.
Южно-Венихъяртская 12	30	20	30	30	30	18	19	19
Западно-пихтовая 314	89	37	69	50	68	8	88	84
Северо-Тямкинская 224	165	124	118	0	115	19	164	152
Томышская 250	115	81	85	0	74	10	115	106
Левобережная 192	92	91	89	87	88	8	92	87
Жерняковская 183	71	70	70	67	70	71	70	71
Северо-Кальчинская 54	40	38	0	0	0	27	38	38
Общее количество исследований	602	461	461	234	445	161	586	557

Таблица 3

Плотность исследований

Скважина	Мощность пластов ЮЗ-4, м	Кол. обр./м	Пористость, кол. обр./м		Проницаемость, кол. обр./м		Квс, кол. обр./м	Плотность, кол. обр./м	
			по воде	по гелию	по гелию	по Клинкенбергу		объём.	минер.
Южно-Венихъяртская 12	30,61	0,98	0,65	0,98	0,98	0,98	0,59	0,62	0,62
Западно-пихтовая 314	49,36	1,80	0,75	1,40	1,01	1,38	0,16	1,78	1,70
Северо-Тямкинская 224	49,75	3,32	2,49	2,37	0,00	2,31	0,38	3,30	3,06
Томышская 250	57,13	2,01	1,42	1,49	0,00	1,30	0,18	2,01	1,86
Левобережная 192	66,18	1,39	1,38	1,34	1,31	1,33	0,12	1,39	1,31
Жерняковская 183	100,19	0,71	0,70	0,70	0,67	0,70	0,71	0,70	0,71
Северо-Кальчинская 54	57,8	0,69	0,66	0,00	0,00	0,00	0,47	0,66	0,66
Средние значения	58,72	1,46	1,12	1,12	0,57	1,08	0,39	1,43	1,36

Таблица 4

Средние значения параметров фильтрационно-емкостных свойств

Скважина	Пористость, %		Проницаемость, 10^{-3} мкм ²		Квс, %	Плотность, г/см ³	
	по воде	по гелию	по гелию	по Клинкенбергу		объём.	минер.
Южно-Венихъяртская 12	14,27	13,79	1,03	0,99	65,43	2,3	2,67
Западно-пихтовая 314	11,3	10,18	0,32	0,19	60,66	2,38	2,67
Северо-Тямкинская 224	8,84	8,14	-	0,36	59,06	2,47	2,67
Томышская 250	8,56	9,13	-	0,23	70,54	2,46	2,68
Левобережная 192	8,27	7,67	0,24	0,18	57,98	2,45	2,66
Жерняковская 183	8,42	8,29	0,07	0,04	94,44	2,49	2,73
Северо-Кальчинская 54	9,12	-	-	-	79,89	2,43	2,68

Таблица 5

Граничные значения параметров фильтрационно-емкостных свойств

Скважина	Пористость, %		Проницаемость, 10^{-3} мкм ²		Квс, %	Плотность, г/см ³	
	по воде	по гелию	по гелию	по Клинкенбергу		объём.	минер.
Южно-Венихъяртская 12	9,43-16,34	8,15-16,42	0,02-0,34	0,01-6,21	48,11-95,36	2,23-2,48	2,65-2,69
Западно-пихтовая 314	4,21-16,00	0,68-15,6	0,04-1,21	0,01-1,06	57,10-67,54	2,22-2,87	2,61-2,74
Северо-Тямкинская 224	4,05-17,68	1,17-17,82	-	0,01-7,16	36,54-95,15	2,18-3,04	2,61-2,75
Томышская 250	2,63-15,46	1,49-15,08	-	0,01-2,34	51,77-97,71	2,26-2,80	2,61-2,74
Левобережная 192	4,02-11,65	2,47-11,11	0,01-1,71	0,01-1,46	50,08-63,34	2,33-2,73	2,63-2,72
Жерняковская 183	2,26-12,35	2,80-12,73	0,01-0,20	0,01-0,14	82,63-98,74	2,37-2,72	2,67-3,16
Северо-Кальчинская 54	4,8-15,10	-	-	-	45,00-96,90	2,27-2,59	2,62-2,72

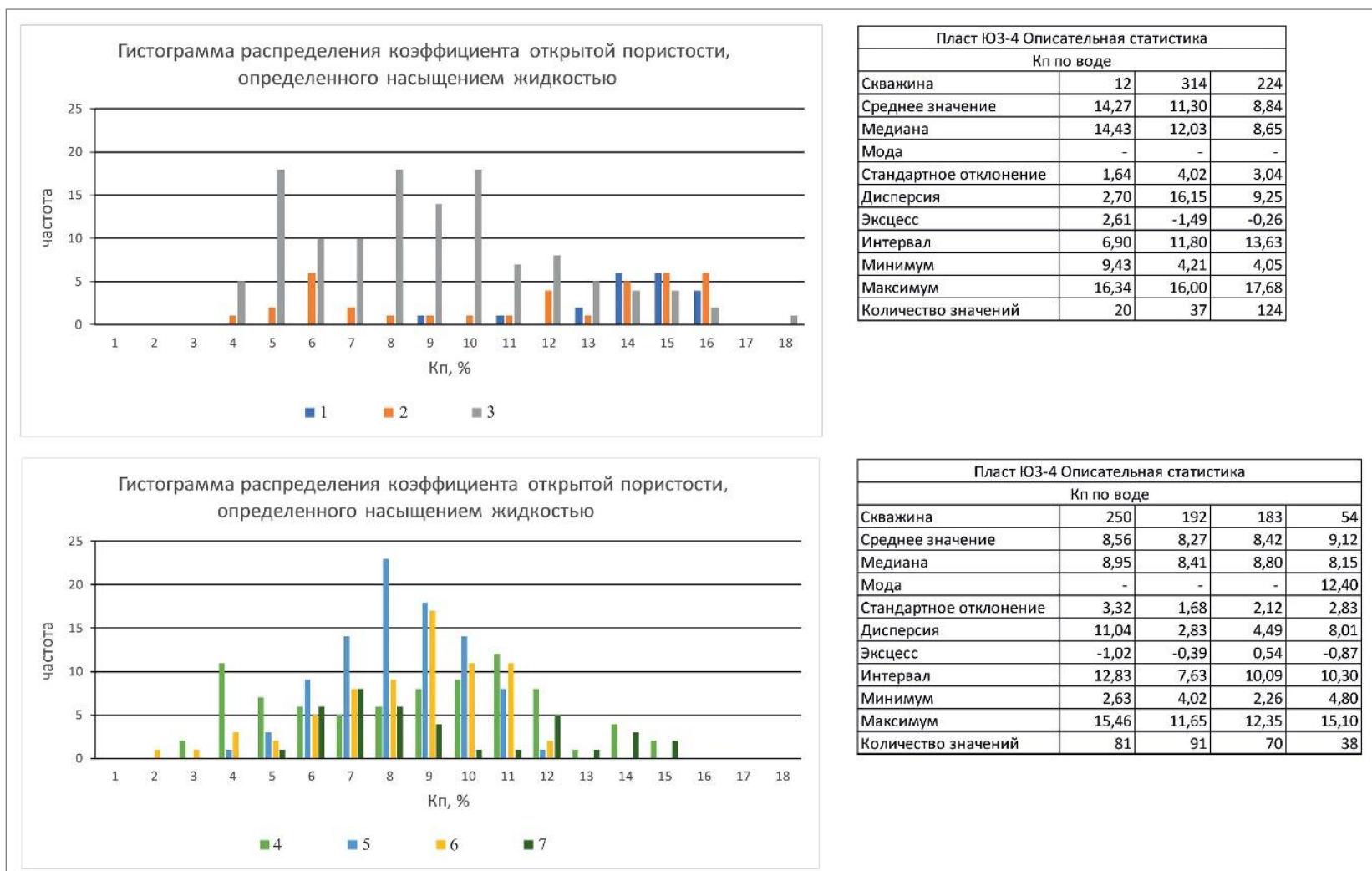


Рис. 7. Гистограммы распределения открытой пористости, определенного насыщением жидкостью
 1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 224 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина, 7 - 54 скважина.

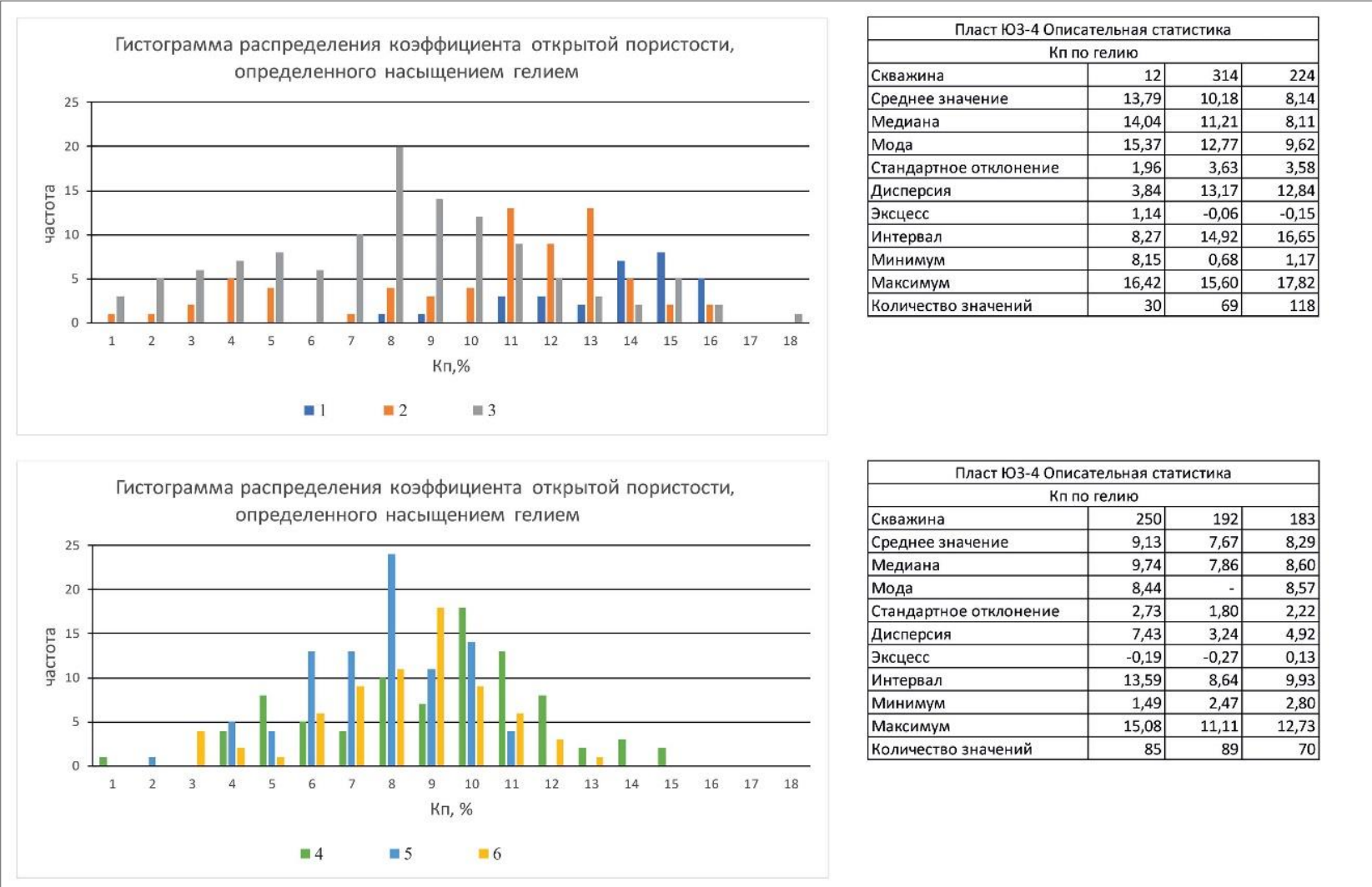


Рис. 8. Гистограммы распределения коэффициента открытой пористости, определенного насыщением гелием
1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 224 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина.

Проницаемость пластов Ю3-4 также сильно варьирует. Средние значения проницаемости изменяются от $0,07 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1,03 \cdot 10^{-3}$ мкм² по гелию и от $0,04 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $0,99 \cdot 10^{-3}$ мкм² по Клинкенбергу. Предельными значениями проницаемости по гелию являются $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $1,71 \cdot 10^{-3}$ мкм² в скв. Левобережная 192, по Клинкенбергу - $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $7,16 \cdot 10^{-3}$ мкм² в скв. Северо-Тямкинская 224.

Распределения значений проницаемости и статистические показатели приведены на рис. 9 и 10.

Исходя из полученных данных и обозначенных предельных значений, можно полагать, что проведенные исследования подтверждают сильную изменчивость параметров ФЕС. Наблюдается тренд улучшения параметров пористости и проницаемости пластов Ю3-4, которые накапливались в условиях речной долины и прибрежной равнины, временами затапливаемой морем (скважины 314, 224, 250). Условия аллювиальной равнины с развитием пойменных озер и болот приводили к некоторому ухудшению ФЕС (скважины 183 и 192) из-за своей малой гидродинамики (происходило накопление глинистых фракций). Завышенные значения ФЕС в скважинах 12 и 54 обусловлены локальностью исследований (3 интервала отбора кернa небольшой мощности в отношении всего пласта Ю3-4).

Коэффициент водоудерживающей способности (Квс) пластов Ю3-4 является чрезвычайно высоким. Средние значения изменяются в пределах от 57,98 до 94,44% в скважинах Левобережная 192 и Жерняковская 183. Это может свидетельствовать о плохих коллекторских свойствах толщи или о том, что большая часть порового пространства в пластовых условиях занята водой. Распределение значений Квс и статистические показатели приведены на рис. 11.

Объёмная и минеральная плотности исследуемых пластов несильно изменчивы вдоль линии скважин. Разница средних значений составляет менее 10%. Однако следует отметить, что объёмная плотность связана не только с минеральным скелетом породы, но и с флюидом, заключенным в ней. Поэтому она зависима от других коллекторских свойств (пористости, проницаемости), что приводит к ее большей изменчивости по сравнению с минеральной плотностью. Ее увеличение наблюдается при ухудшении других параметров ФЕС. Распределения значений плотностей и статистические показатели приведены на рис. 12 и 13.

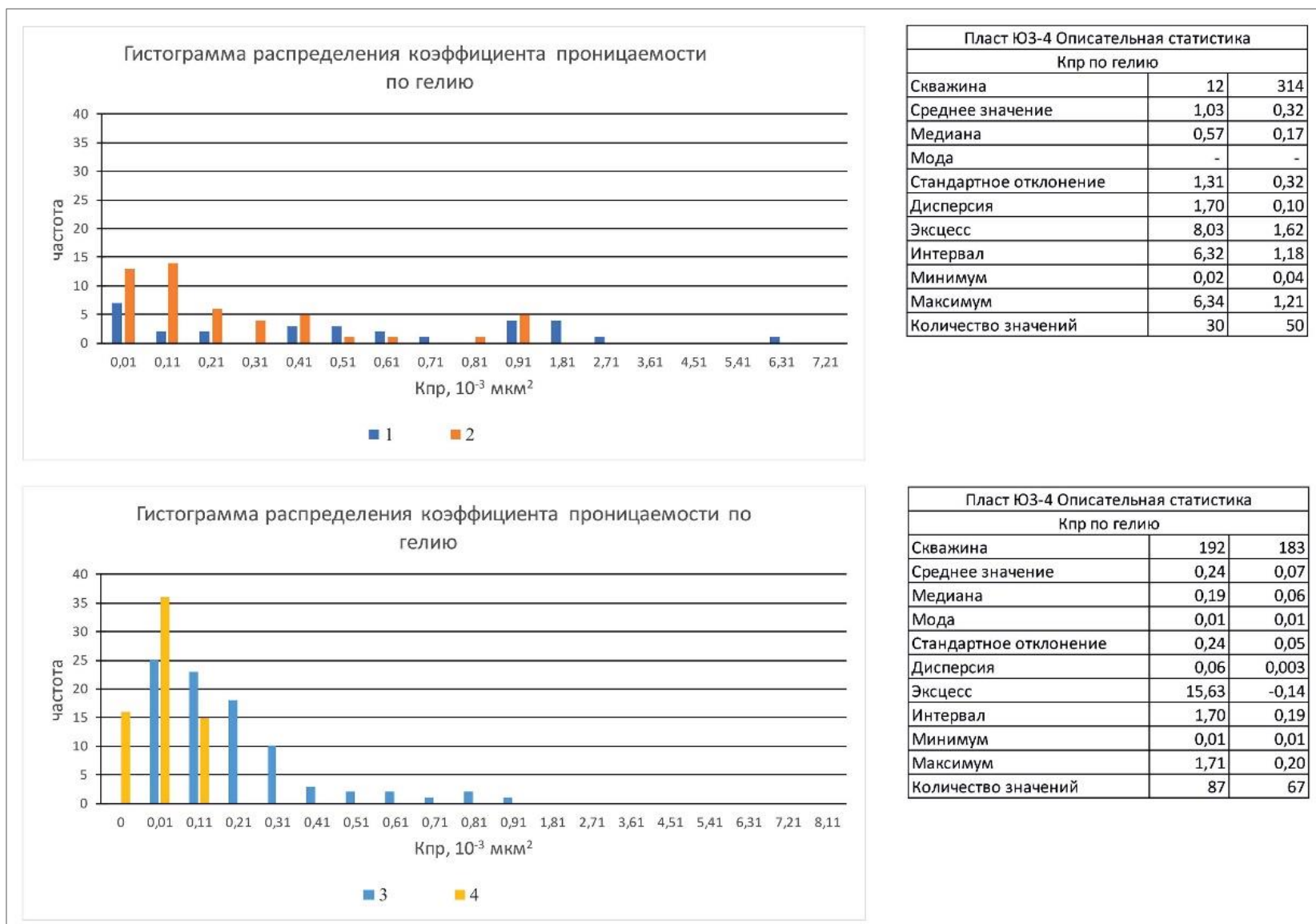


Рис. 9. Гистограммы распределения коэффициента проницаемости по гелию

1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 192 скважина, 4 - 283 скважина.

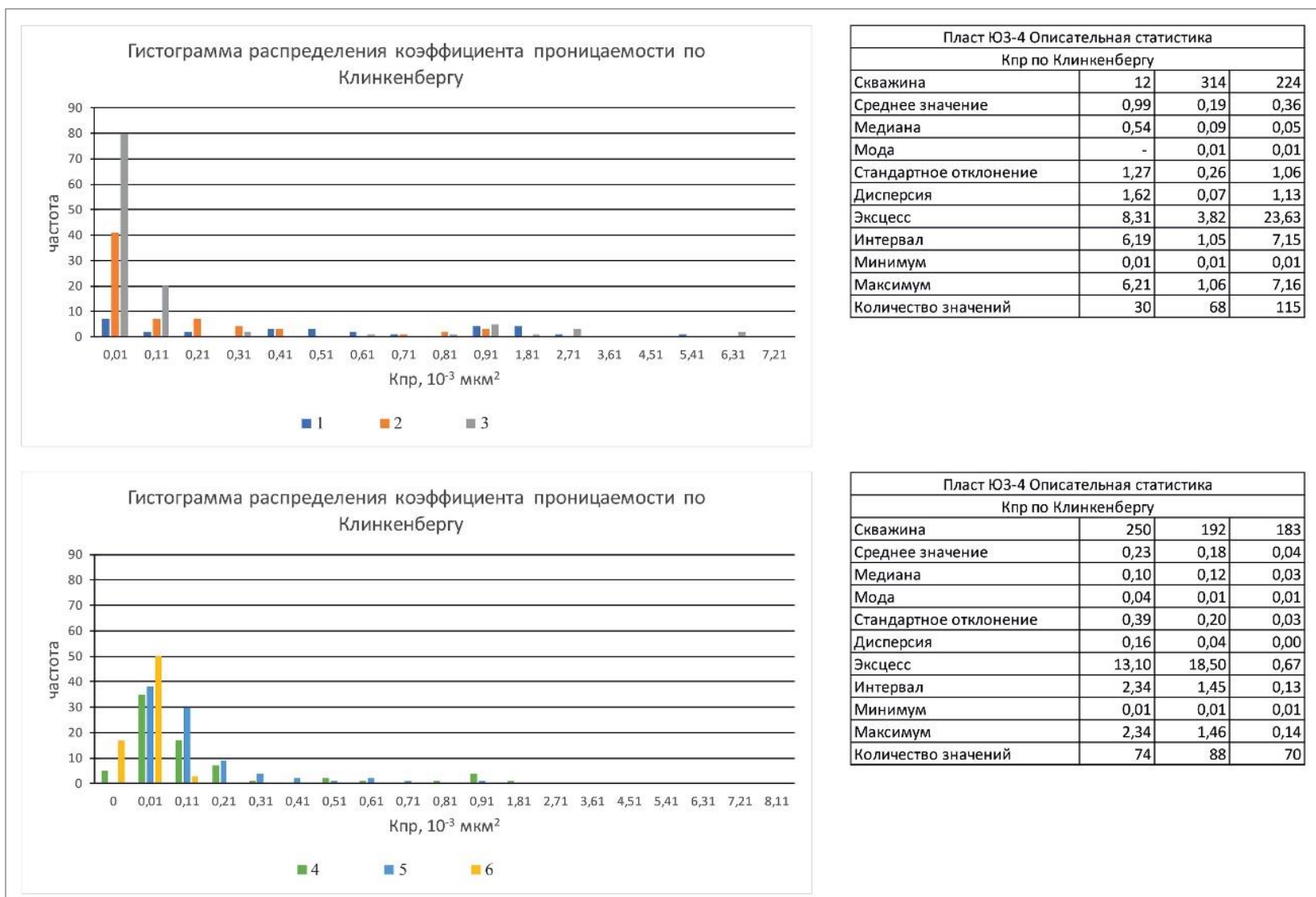


Рис. 10. Гистограммы распределения коэффициента проницаемости по Клинкенбергу

1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 224 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина.

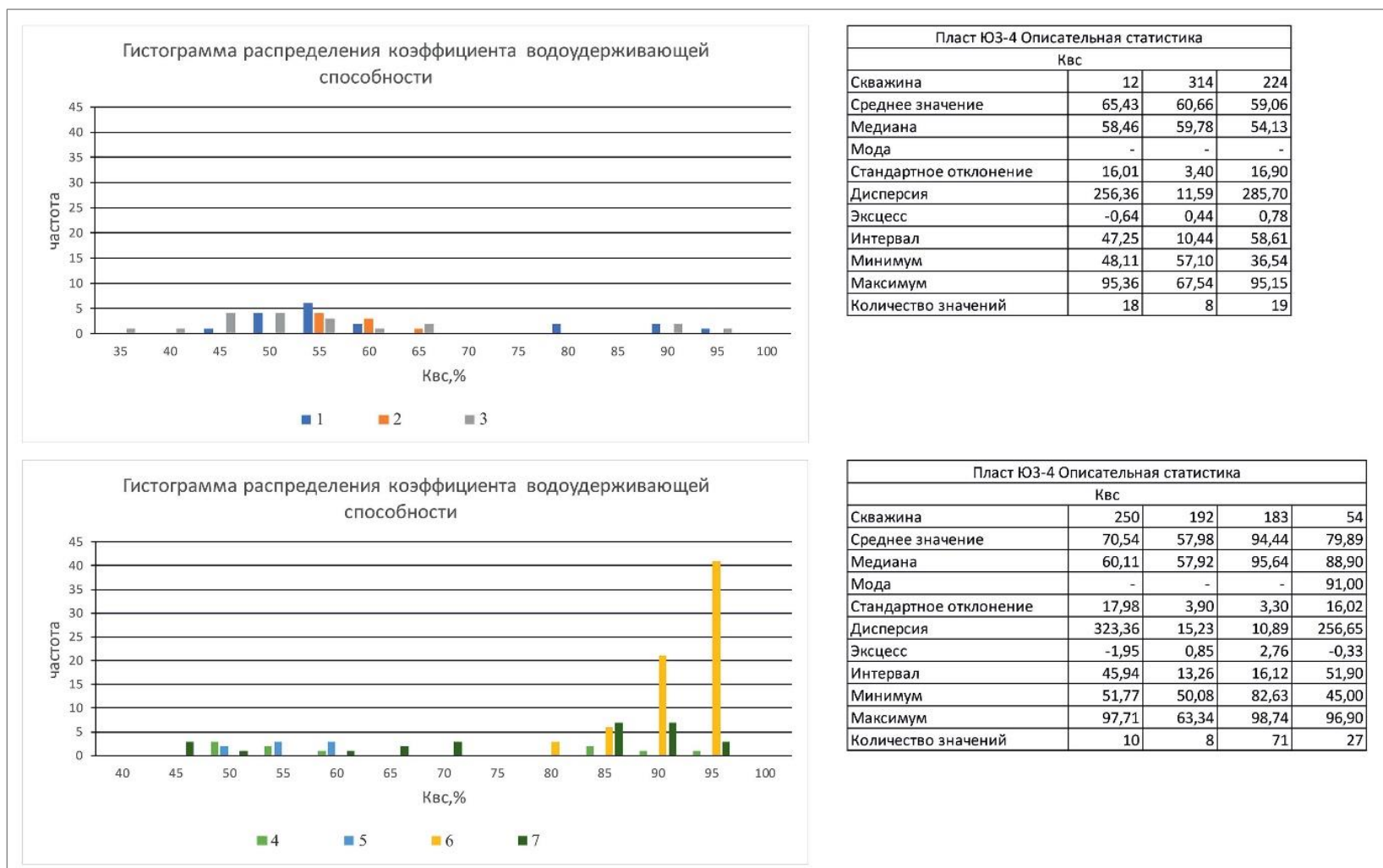


Рис. 11. Гистограммы распределения коэффициента водоудерживающей способности

1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 224 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина, 7 - 54 скважина.

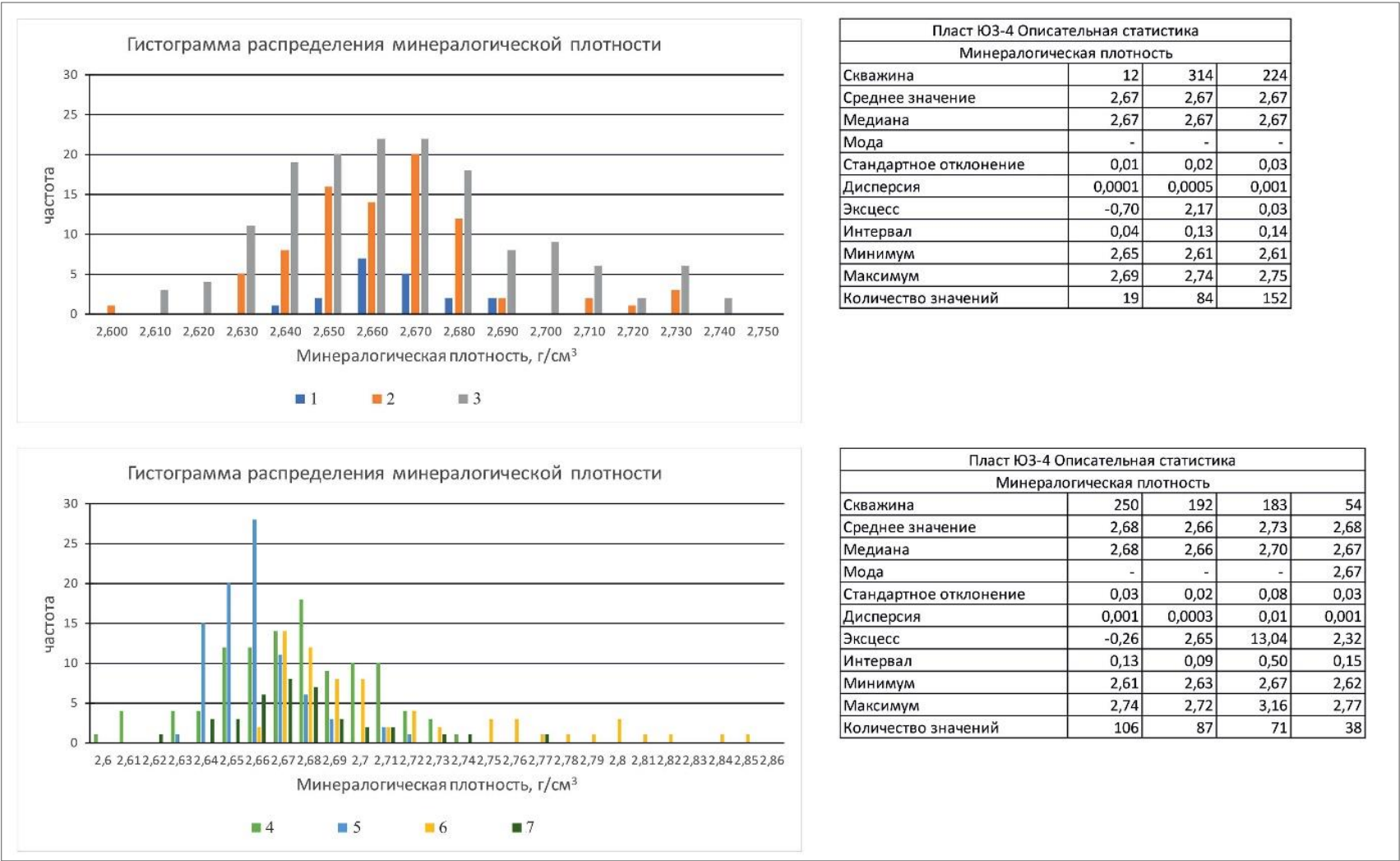


Рис. 12. Гистограммы распределения минералогической плотности
1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 224 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина, 7 - 54 скважина.

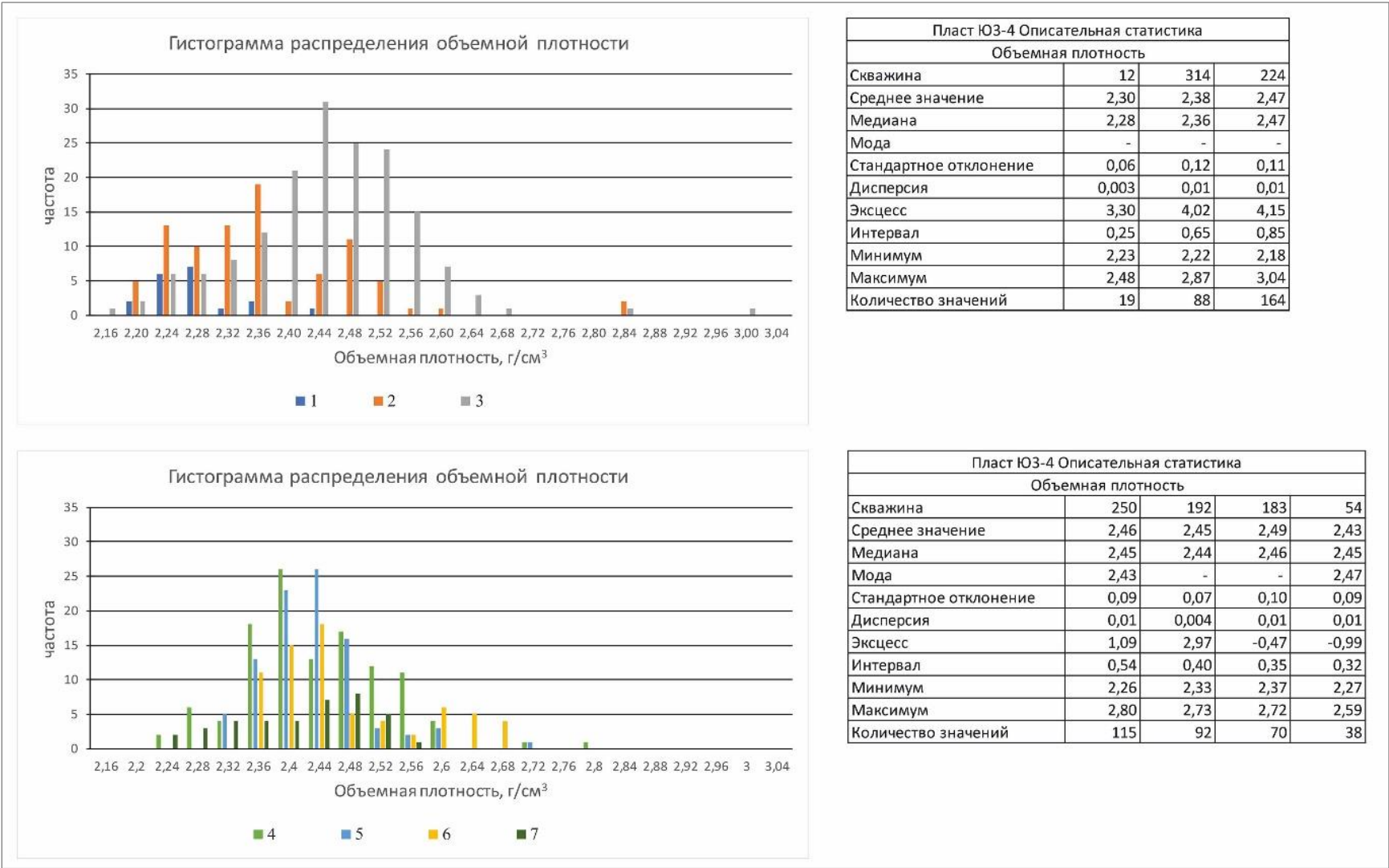


Рис. 13. Гистограммы распределения объемной плотности
1 - 12 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 224 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина, 7 - 54 скважина.

Таким образом, после построения гистограмм распределения параметров ФЕС выявлены следующие закономерности. Значения пористости по воде имеют широкий диапазон изменения и характеризуются распределениями с одним (скважины 192, 183, 54), двумя (скважины 250, 12) и тремя модальными рядами (скважины 314, 224). Также наблюдается сильное различие средних и медианных значений генеральных совокупностей между группами скважин 12, 314 и 224, 250, 192, 183, 54. Это связано с тем, что разрезы скважин 12 и 314 являются более однородными по литологическому составу, в то время как разрезы остальных скважин имеют сложное чередующееся литологическое строение. Совокупности значений пористости по насыщению гелием схожи по характеристикам. Однако распределения преимущественно имеют один модальный ряд, за исключением скв. 314.

Также стоит отметить большой диапазон изменения значений из-за характеристик молекул гелия, которые обладают значительно меньшими размерами в сопоставлении с молекулами воды и, соответственно, более высокой проникающей способностью. Это свойство молекул гелия предопределяет завышение пористости. Всё это свидетельствует о литологической неоднородности пластов ЮЗ-4.

Проницаемость по гелию и Клинкабергу также имеет широкий диапазон изменения и характеризуется достаточно однотипными положительными распределениями с одним модальным рядом. Наблюдается различие средних, медианных значений и сходство модальных значений (от 0,009 до 0,01) генеральных совокупностей.

Объёмная плотность пород пластов ЮЗ-4 характеризуется распределениями с одним модальным рядом, причем практически совпадают средние и медианные значения генеральных совокупностей для группы скважин 224, 250, 192, 183 и 54. Минералогическая плотность тоже имеет распределения с одним модальным рядом, но в отличие от объёмной плотности отличается более высокими средними и медианными значениями, а также меньшей дисперсией (разброс от среднего значения).

Параметр $K_{вс}$ имеет очень широкий диапазон изменения, сильное различие средних и медианных значений генеральных совокупностей по скважинам, а также высокую дисперсию. Водоудерживающая способность сильно изменяется как вдоль линии, так и в отдельных скважинах. Выводы по параметру $K_{вс}$ сделать сложнее ввиду слабой плотности исследований (см. табл. 2).

Далее приведены результаты построения корреляционных зависимостей для прогноза ФЕС в условиях ограниченности исходных данных.

1. Пласты ЮЗ-4 характеризуются линейной связью между пористостью и объёмной плотностью с достаточно высоким коэффициентом корреляции в пределах от 0,7154 до 0,9563 для скважин 183 и 12. Уравнения, описывающие зависимости данных параметров,

представлены на рис. 14. Корреляция K_p по гелию с объемной плотностью обладает меньшей силой.

2. Пласты ЮЗ-4 характеризуются обратной логарифмической зависимостью параметров $K_{вс}$ и $K_{пр}$, определенного двумя методами по Клинкенбергу и гелию. Коэффициент корреляции (R^2) сильно варьирует, так для скв. 183 он находится в интервале от 0,235 до 0,279. Для остальных скважин R^2 попадает в интервал от 0,6382 до 0,9067, что соответствует средней и сильной связям. Уравнения, описывающие зависимости данных параметров, представлены на рис. 15.

3. Параметры пористости и проницаемости характеризуются прямой логарифмической зависимостью с коэффициентом корреляции от 0,524 до 0,8613 (для скважин Жерняковская 183 и Южно-Венихъяртская 12). Уравнения, описывающие зависимости данных параметров, представлены на рис. 16 и 17.

4. Параметры K_p и $K_{вс}$ характеризуются обратной линейной зависимостью с коэффициентом корреляции от 0,1635 до 0,882 (для скважин Левобережная 192 и Томышская 250). Уравнения, описывающие зависимости данных параметров, представлены на рис. 18. Большой диапазон значений коэффициента корреляции объясняется недоизученностью параметра $K_{вс}$ в скважинах 192 и 250 с плотностью исследований 0,12 и 0,18 обр./м.

Заключение

1. В результате проведенных исследований описаны условия формирования и строение пластов ЮЗ-4 (см. рис. 2-6).

2. Подтверждена сильная вариативность параметров ФЕС, которая связана с неоднородным литологическим строением пластов ЮЗ-4 на территории исследования. Континентальные условия осадконакопления привели к развитию фациальных зон речных долин (включающих в себя фации речных русел, сопутствующие им фации береговых валов, песков разливов речных пойм и участков пойм, временно заливаемых водами) и аллювиальных равнин с пойменными озёрами и болотами. Такие фациальные зоны относительно быстро изменяли своё местоположение на площади из-за сильной привязки к речной сети, что и приводило к литологической неоднородности.

3. Отмечены улучшение параметров ФЕС пластов ЮЗ-4, которые накапливались в условиях речной долины и прибрежной равнины, временами затапливаемой морем (скважины 314, 224, 250), и ухудшение параметров пористости и проницаемости отложений, накопленных в условия аллювиальной равнины с развитием пойменных озер и болот (малая гидродинамика приводила к накоплению глинистых фракций).

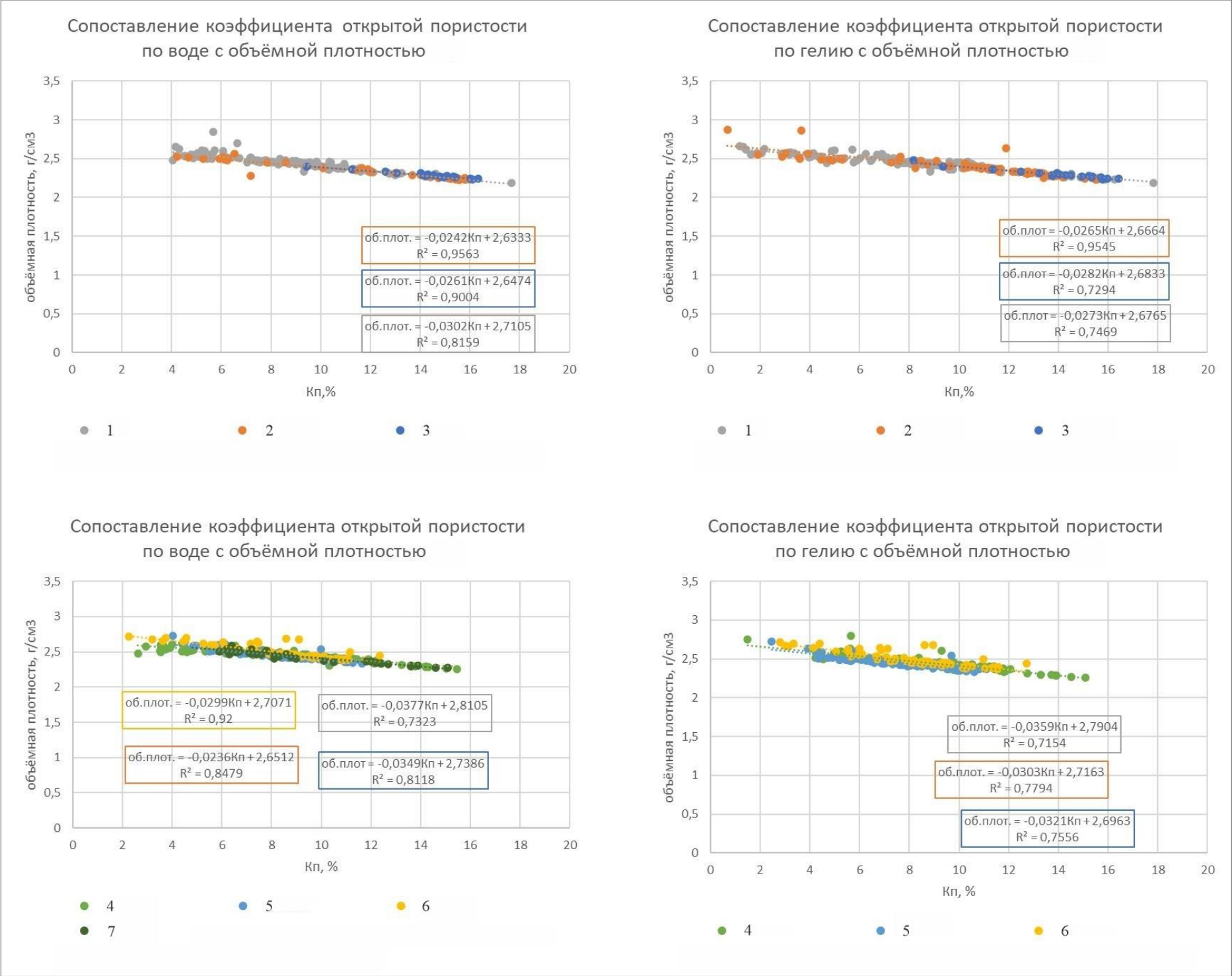


Рис. 14. Сопоставление коэффициентов открытой пористости по воде и гелию с объёмной плотностью для скважин 1 - 224 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 12 скважина, 4 - 250 скважина, 5 - 192 скважина, 6 - 183 скважина, 7 - 54 скважина.

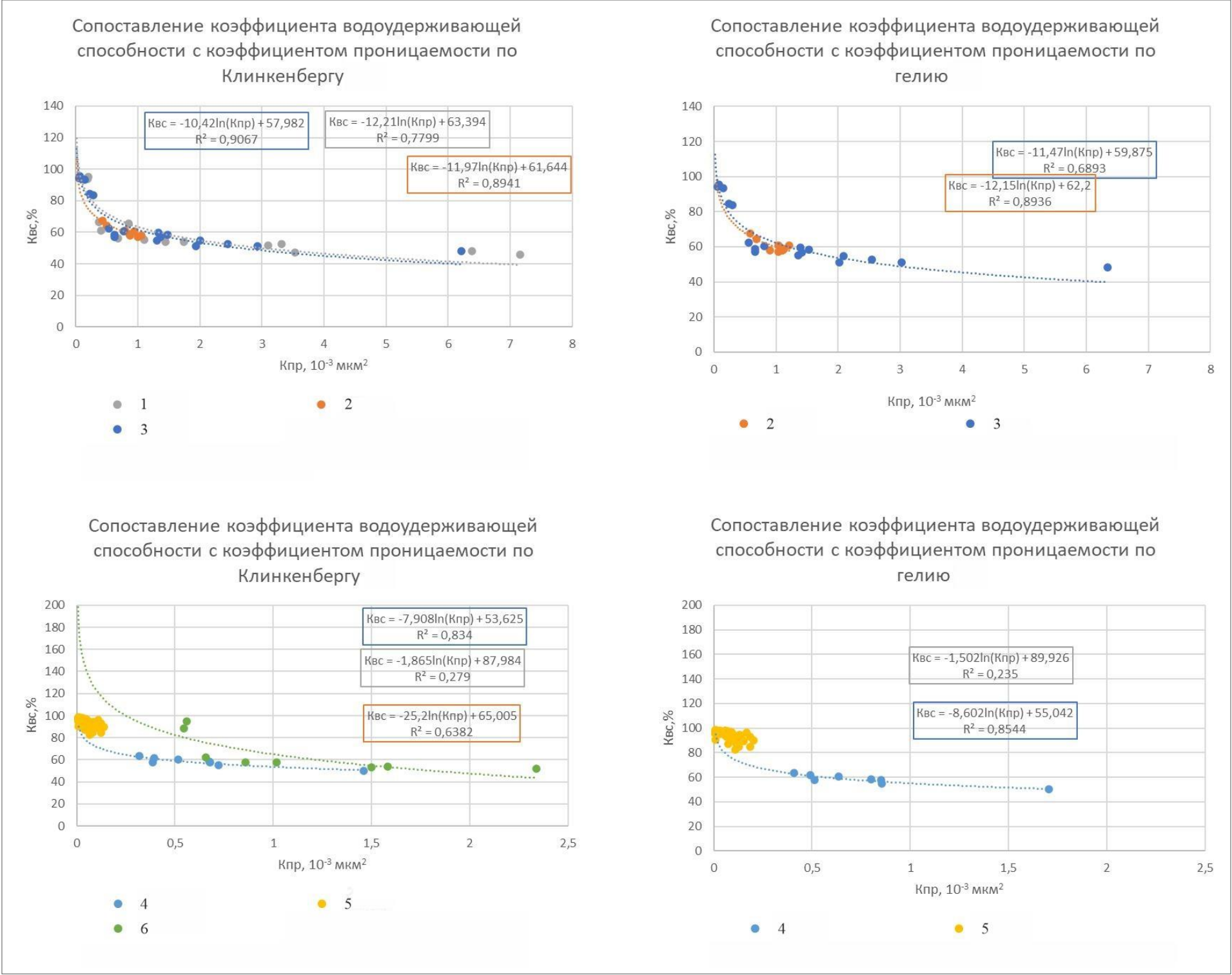


Рис. 15. Сопоставление коэффициента водоудерживающей способности с коэффициентами проницаемости по Клинкенбергу и гелию
1 - 224 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 12 скважина, 4 - 192 скважина, 5 - 183 скважина, 6 - 250 скважина.

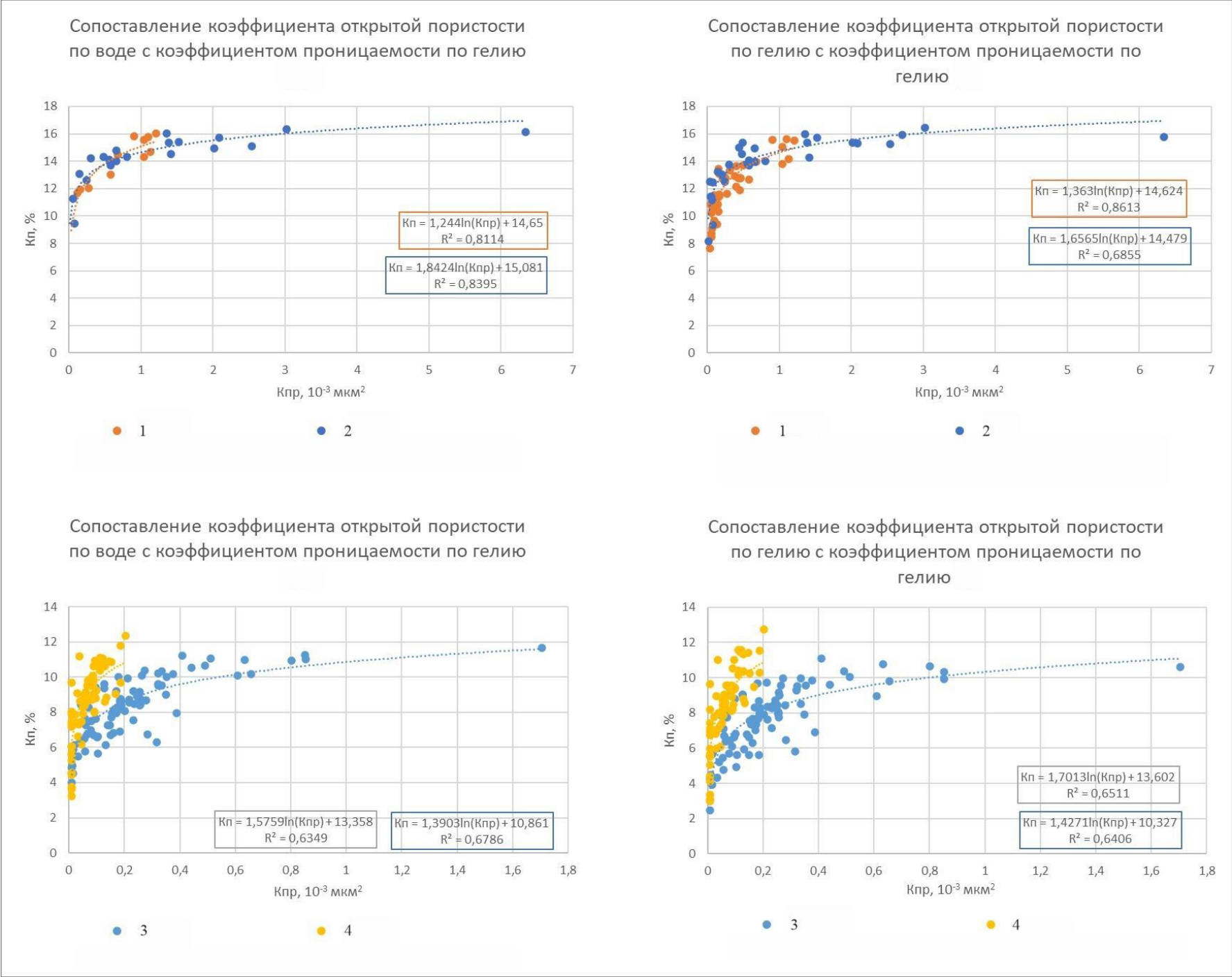


Рис. 16. Сопоставление коэффициента проницаемости по гелию с коэффициентами открытой пористости по воде и гелию
1 - 314 скважина, 2 - 12 скважина, 3 - 192 скважина, 4 - 183 скважина.

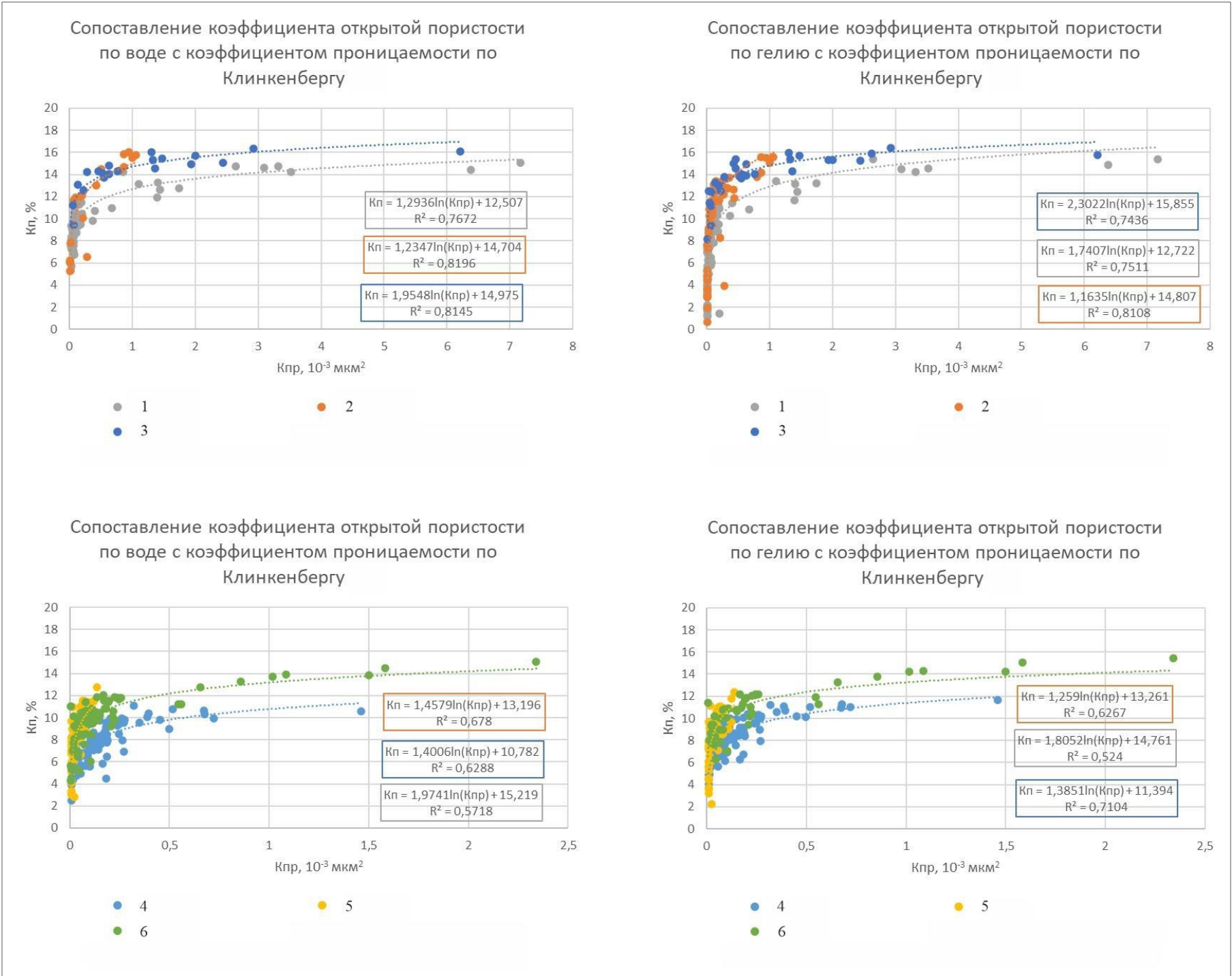


Рис. 17. Сопоставление коэффициента проницаемости по Клинкенбергу с коэффициентами открытой пористости по воде и гелию 1 - 224 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 12 скважина, 4 - 192 скважина, 5 - 183 скважина, 6 - 250 скважина.

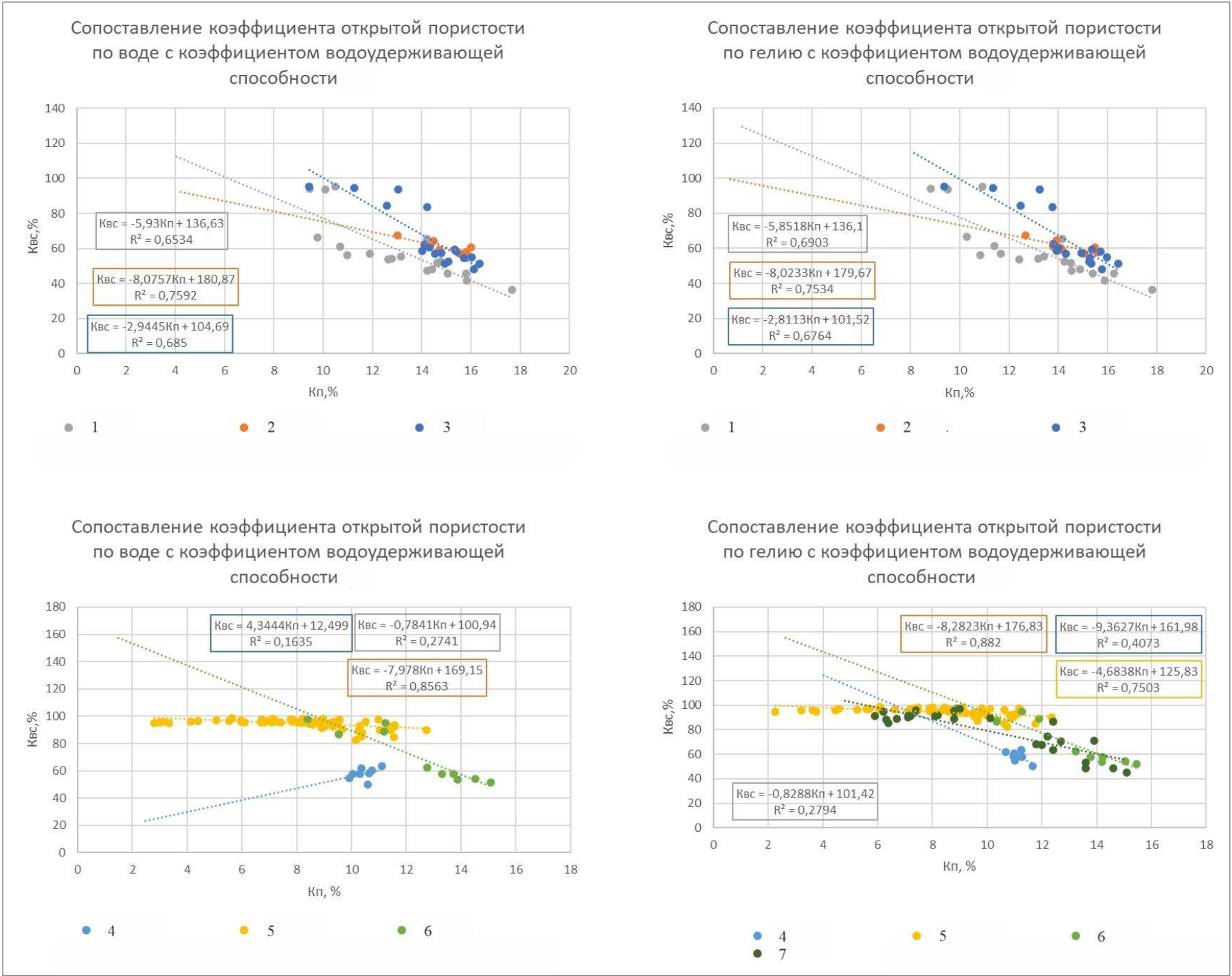


Рис. 18. Сопоставление коэффициентов открытой пористости по воде и гелию с коэффициентом водоудерживающей способности
1 - 224 скважина, 2 - 314 скважина, 3 - 12 скважина, 4 - 192 скважина, 5 - 183 скважина, 6 - 250 скважина, 7 - 54 скважина.

4. Оценен характер корреляции параметров ФЕС.

5. Определены зависимости между основными параметрами ФЕС пород пластов ЮЗ-4.

Полученные зависимости позволят прогнозировать ФЕС для групп пластов с низкой керновой изученностью.

Результаты исследований могут использоваться при построении и уточнении гидродинамических моделей месторождений, 2D и 3D бассейновых моделей, для выявления зон возможных аккумуляций УВ на территории Уватского нефтегазоносного района, а также для создания проектов и технологических схем разработки отдельных залежей. Полученные взаимосвязи параметров ФЕС могут использоваться для калибровки модели, а также при прогнозировании зон первичного вскрытия коллекторов с лучшими показателями ФЕС и выборе оптимальной системы разработки и технологических режимов работы скважин.

Литература

Асеев А.А. Общие особенности строения речных долин СССР как показатель ритма колебательных движений земной коры // Геоморфология. - 1978. - № 2. - С. 3-17.

Грищенко М.А., Решетников А.А. Что мы прогнозируем? Связь упругих характеристик разреза с фациальными и литологическими особенностями строения пластов ПК19-20 Берегового месторождения // Экспозиция Нефть Газ. - 2023. - № 7. - С. 30-36. DOI: [10.24412/2076-6785-2023-7-30-36](https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-7-30-36)

Дещеня М.Н. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений в Уватско-Демьянском регионе: Западная Сибирь // Дис. ... канд. г.-м. наук. - Тюмень, 2007. - 235 с. EDN: [NOYBEN](https://www.edn.ru/NOYBEN)

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Е.А. Гайдебурова, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятое, В.И. Ильина, С.В. Меледина, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева, Б.Н. Шурыгин; под. общ. ред. Б.Н. Шурыгина; Академическое издание Гео. - Новосибирск, 2000. - 480 с.

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С., Колпенская Н.Н., Васильев Н.Я., Шиманский С.В., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Нугуманова А.А., Грислина М.Н. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html EDN: [AUQIHF](https://www.edn.ru/AUQIHF)

Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases // Drilling and Production Practice. - Am. Petroleum Inst., 1941. - P. 200-211.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 22.01.2025

Published 26.03.2025

Komkov M.A., Nikolin V.A., Khafizov S.F., Dantsova K.I.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia,
komkovmaksim11@gmail.com, nikolinva@mail.ru, khafizov@gubkin.ru,
kristinadantsova@yandex.ru

STATISTICAL ANALYSIS OF CAPACITY FILTRATION PROPERTIES OF THE YU3-4 RESERVOIR UNITS OF TYUMEN FORMATION (UVAT REGION)

A detailed study of the Yu3-4 reservoir units is due to the significant prospects of their petroleum potential in the Uvat region, as well as the complexity of the petrographically structure, which leads to the problem of high variability of the filtration capacity of reservoir rocks. To solve it, reliable information is required on the composition and properties of the constituent rocks, which can be obtained by statistical analysis of the parameters of the core filtration capacity parameters.

The structure and conditions of formation of the Yu3-4 reservoir units of the Tyumen Formation belonging to Uvat petroleum bearing region Western Siberia were studied. The main features of changes in the reservoir properties of the studied sequences are considered. An analysis of the relationship of the available data on capacity filtration properties was carried out, the main indicators of descriptive statistics were calculated and histograms of distribution by wells were constructed.

Keywords: Tyumen Formation, Yu3-4 reservoir units, capacity filtration properties, Uvat petroleum bearing region, Western Siberia.

For citation: Komkov M.A., Nikolin V.A., Khafizov S.F., Dantsova K.I. Statisticheskiy analiz fil'tracionno-emkostnykh svoystv kollektorov plastov Yu3-4 tyumenskoy svity Uvatskogo rayona [Statistical analysis of capacity filtration properties of the Yu3-4 reservoir units of Tyumen Formation (Uvat region)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/12_2025.html EDN: TYPQWG

References

Aseev A.A. Obshchie osobennosti stroeniya rechnykh dolin SSSR kak pokazatel' ritma kolebatel'nykh dvizheniy zemnoy kory [General features of the structure of river valleys in the USSR as an indicator of the rhythm of oscillatory movements of the earth's crust]. *Geomorfologiya*, 1978, no. 2, pp. 3-17. (In Russ.).

Deshchenya M.N. *Zakonomernosti stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh otlozheniy v Uvatsko-Dem'yanskom regione: Zapadnaya Sibir'* [Regularities of the structure and prospects for petroleum content of Jurassic strata in the Uvat-Demyan region: Western Siberia]. Dis. ... kand. g.-m. nauk. Tyumen', 2007, 235 p. (In Russ.). EDN: [NOYBEN](#)

Grishchenko M.A., Reshetnikov A.A. Chto my prognoziruem? Svyaz' uprugikh kharakteristik razreza s fatsial'nymi i litologicheskimi osobennostyami stroeniya plastov PK19-20 Beregovogo mestorozhdeniya [What do we predict? The relationship of the elastic characteristics of the section with the facies and lithological features of the structure of the PK19-20 strata of the Beregov field]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2023, no. 7, pp. 30-36. (In Russ.). DOI: [10.24412/2076-6785-2023-7-30-36](https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-7-30-36)

Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. *Drilling and Production Practice*. Am. Petroleum Inst., 1941, pp. 200-211.

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S., Kolpenskaya N.N., Vasil'ev N.Ya., Shimanskiy S.V., Myasnikova M.A., Zel'tser V.N., Nugumanova A.A., Grislina M.N. Paleogeograficheskie rekonstruktsii yurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Paleogeographic reconstructions of Jurassic strata of Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html (In Russ.). EDN: [AUQIHF](#)

Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Yurskaya sistema [Stratigraphy of petroleum basins of Siberia. The Jurassic system]. E.A. Gaydeburova, B.L. Nikitenko, V.P. Devyatov, V.I. Il'ina, S.V. Meledina, O.S. Dzyuba, A.M. Kazakov, N.K. Mogucheva, B.N. Shurygin; ed. B.N. Shurygina; Akademicheskoe izdanie Geo. Novosibirsk, 2000, 480 p. (In Russ.).