

Методика количественной оценки неоднородности распределения нефтенасыщения в терригенных породах-коллекторах

А.В. Постников¹, О.В. Постникова¹, Е.С. Изъюрова¹, И.А. Сабиров¹, О.В. Сивальнева¹,
А.Д. Изъюров¹, О.А. Зуева^{1*}, Р.Р. Юнусов²

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия

В статье приведены результаты литологических исследований пород-коллекторов терригенных отложений нижнего мела Красноленинского свода Западной Сибири. Отличительной чертой этих отложений является высокая вариативность литотипов, что выражается в широком спектре текстурных особенностей свойств, определяющих характер их нефтенасыщения. По результатам текстурного анализа выявлено, что изучаемые отложения формировались в различных зонах подводных каналов дельтового комплекса и лагун. Для проведения оценки суммарного количества нефтенасыщенных пород-коллекторов и степени их расслоенности было подобрано 10 моделей, которые позволяют охарактеризовать распределение нефтенасыщенных пород-коллекторов в разных фациальных комплексах. Характер расслоенности отложений каждой модели, а также распределение нефтенасыщенных прослоев в ней, математически отражены с помощью принципиально новых эмпирически подобранных коэффициентов. Разработанная методика позволила провести количественную оценку неоднородности распределения нефтенасыщения в разнофациальных отложениях нижнего мела Красноленинского свода.

Ключевые слова: породы-коллекторы, моделирование нефтенасыщения, методика, количественная оценка

Для цитирования: Постников А.В., Постникова О.В., Изъюрова Е.С., Сабиров И.А., Сивальнева О.В., Изъюров А.Д., Зуева О.А., Юнусов Р.Р. (2025). Методика количественной оценки неоднородности распределения нефтенасыщения в терригенных породах-коллекторах. *Георесурсы*, 27(1), с. 51–62. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.8>

Введение

Природные резервуары представляют собой совокупность горных пород, объединенных в единую иерархически соподчиненную гидродинамическую систему разномасштабных поровых объемов. Сложные флюидодинамические процессы, возникающие в природных резервуарах между поровыми объемами различного ранга в процессе разработки, в конечном итоге определяют его продуктивность. Иерархическая система разномасштабных пустот в природном резервуаре определяется текстурой пустотного пространства, которая главным образом зависит от условий осадконакопления, а также от направленности и интенсивности вторичных преобразований. Поровые объемы отличаются значениями фильтрационно-емкостных параметров и характером их пространственных изменений.

Одним из главных параметров оценки природного резервуара является его эффективная нефтенасыщенная толщина, определяемая преимущественно по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Суммарная толщина нефтенасыщенных пород-коллекторов традиционно рассматривается в качестве контролирующего фактора продуктивности. Характер неоднородности распределения нефтенасыщенных пород-коллекторов практически никогда не учитывается при создании гидродинамической модели природного резервуара.

Необходимо отметить, что при практически сходных значениях пористости и проницаемости пород-коллекторов в разрезе, характер их распределения в пласте может кардинально менять его продуктивность. В связи с этим, количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения в породах-коллекторах является крайне актуальной. Разработка методики такой оценки проводилась для разнофациальных терригенных отложений, отличающихся структурно-текстурными характеристиками, слагающих их пород.

* Ответственный автор: Ольга Алексеевна Зуева
e-mail: oa_zueva@mail.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Материалы и методы

В качестве объекта исследований выбраны терригенные отложения нижнего мела Красноленинского свода Западной Сибири. Изучаемые отложения представлены светло-серыми и бурными песчаниками мелкозернистыми и алевролитами, а также темно-серыми алевро-аргиллитами. Породы-коллекторы в свою очередь связаны с песчаниками мелкозернистыми и алевролитами. Обломочная часть пород-коллекторов представлена кварцем (55–85%), полевыми шпатами (5–20%), чешуйками слюд (5–15%), обломками кремнистых, метаморфических и изверженных пород (до 10%). Часто встречаются зерна глауконита. Из аксессуарных минералов – циркон, турмалин, сфен, ильменит и др. Обломки в основном имеют полуугловатую (рис. 1), полуокатанную форму. В ряде случаев форма обломков изменена вторичными процессами: отмечается регенерация зерен кварца и полевых шпатов, последние также в различной степени серицитизированы и выщелочены.

Цемент в породах-коллекторах чаще всего представлен иллитом, хлоритом, каолинитом. По структуре цемент пленочный, поровый, местами базальный. Реже встречается карбонатный цемент, представленный кальцитом, распределенным равномерно, иногда в отдельных прослоях породы. В породах-коллекторах отмечается как межзерновое, так и внутризерновое пустотное пространство, обусловленное выщелачиванием зерен. По результатам петрофизических исследований средние значения пористости составляют 20–25%, в ряде случаев достигая 30%, абсолютной проницаемости – 20–40 мД, в ряде случаев достигая 210 мД (Постникова и др., 2023), однако эта проницаемость очень часто бывает завышенной, что связано с растрескиванием слоистых пород при исследовании.

Отличительной чертой разреза является высокая вариативность литотипов, что выражается в широком спектре текстурных особенностей отложений, определяющих характер нефтенасыщения. В отложениях отмечаются массивная и горизонтальнослоистая текстуры, разнонаправленная косяя слоистость, флазерная, волнисто-линзовиднослоистая, деформационные текстуры смятия и оползания, а также биотурбация и брекчеевидная «пудинговая» текстуры. Необходимо отметить, что высокая текстурная неоднородность определяет наличие большого количества краевых эффектов фильтрации, возникающих на их границах, что может служить существенным фактором, влияющим на продуктивность пласта.

По результатам текстурного анализа выявлено, что изучаемые отложения формировались в различных зонах подводных каналов дельтового комплекса и лагун. В качестве моделей для количественной оценки литологической неоднородности разнофациальных отложений и определения параметров неоднородности нефтенасыщения выбраны наиболее типичные фрагменты разреза с ярко проявленными текстурными характеристиками, отражающими специфику фациального комплекса (табл. 1). Фрагменты керны определены в интервалах 0,5–1,5 метра, что позволяет выйти на масштабный уровень не отдельных микрофаций (масштаб образцов 10–15 см), а фациальных комплексов. Исходя из характера строения продуктивных горизонтов, такие модели позволяют довольно адекватно оценить степень неоднородности продуктивного пласта.

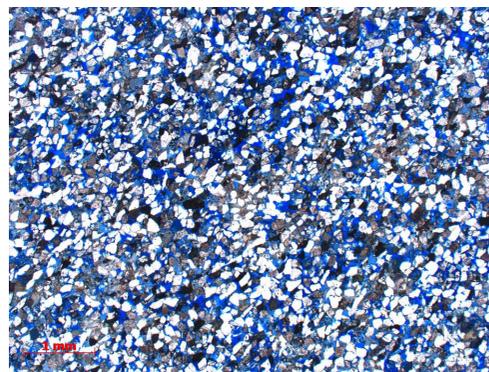


Рис. 1. Мелкозернистый песчаник нижнего мела Красноленинского свода. Равномерное распределение полуугловатых обломков кварца и полевых шпатов. Синим покрашено пустотное пространство. Образец с глубины 1540,15 м. Без анализатора.

В связи с тем, что нефтенасыщенные прослои обладают свойством люминесценции в ультрафиолетовом (УФ) свете, изучение цифровых изображений распиленного керны в нем позволяет выделить нефтенасыщенные прослои и количественно оценить их морфометрические параметры. Необходимо отметить, что работы по изучению неоднородности нефтенасыщения, включающие анализ цифровых изображений кернового материала и шлифов, исследование отдельных прослоев и оценки их влияния на пустотное пространство пород-коллекторов, проводились различными исследователями и институтами (Акиншина, 2023; Ракитин, 2016; Родивилов и др., 2018; Ефимов и др., 2005). В этих работах приводятся различные подходы и методики, включая ручное выделение неоднородных интервалов, полуавтоматическое ранжирование, а также обучение нейронных сетей. В Российском государственном университете нефти и газа (национальном исследовательском университете) имени И.М. Губкина на кафедре литологии разработана методика анализа цифровых изображений для определения и количественной оценки цветности изображения (Хасанов, 2014а, б). В рамках этой методики используются две общепринятых цифровых цветовых модели RGB (Red Green Blue – Красный Зелёный Синий) и HSB (Hue Saturation Brightness – Оттенок Насыщенность Яркость). В основе RGB лежит тот факт, что любой цвет можно представить как синтез трёх основных цветов: красного, зелёного и синего, в разных пропорциях. Любой цвет представляется в виде набора трёх параметров, которые характеризуют интенсивность трех основных цветов в общей палитре от 0 до 255. Формат HSB же является синтетическим и получается в результате формульного пересчёта из формата RGB. Формат HSB является более показательным для настоящей методики, так как цвет в данном случае представлен всего одной цифрой (параметр Hue). Остальные два параметра отвечают за насыщенность и яркость этого цвета соответственно (рис. 2). Параметр Hue может принимать значения от 1 до 360, параметры Saturation и Brightness – от 0 до 100.

Согласно представленным форматам анализа цветности изображений, важнейшим фактором выделения нефтенасыщенных прослоев выбранных интервалов керны является его относительное свечение в УФ свете. Нефтенасыщенные породы характеризуются яркими участками цветов от желтого до голубого, тогда

Фациальный комплекс		Подразделение	Текстурные параметры пород	
			Слоистость	Биотурбация
Лагуны	10	Морская	Субгоризонтальная, слабоволнистая слоистость	Интенсивная
Продельты	9	«Нижняя» (дистальная) часть	Турбидитная (алевро-песчаные слои до 5 см). Градационная. Трогообразная (мульдообразная). Косая. Тонко-горизонтальнослоистая. Песчаники+алевролиты ≤ глины	Слабая
	8	«Верхняя» (проксимальная) часть	Турбидитная (алевро-песчаные слои до 10 см). Градационная. Мульдообразная. Косая. Песчаники+алевролиты > глины	Слабая
Склоны (верхняя часть и подножье)	7		Оползания, сбросы	Отсутствует (слабая)
Каналы	6	Протоки	Трансгрессивная последовательность наложения. Косая слоистость течения	Отсутствует
	5	Распределительные	Трансгрессивная последовательность наложения. Косая разнонаправленная слоистость течения	Отсутствует
	4	Промыва	Грубообломочная экстракластовая (обломки глинистых пород)	Отсутствует
Фронт дельты	3		Регрессивная последовательность наложения. Трогообразная (мульдообразная). Разнонаправленная косая слоистость	Отсутствует (слабая)
Бар	2	Морской фронт бара (волнистое мелководье)	Косая волнения, морского течения, флазерная.	Отсутствует
	1	Осевая зона бара	Массивная. Флазерная. Неясно-горизонтальная. Наклонная параллельная (однонаправленная прямолинейная).	Отсутствует

Табл. 1. Текстурные характеристики фациальных комплексов терригенных отложений нижнего мела Краснелинского свода

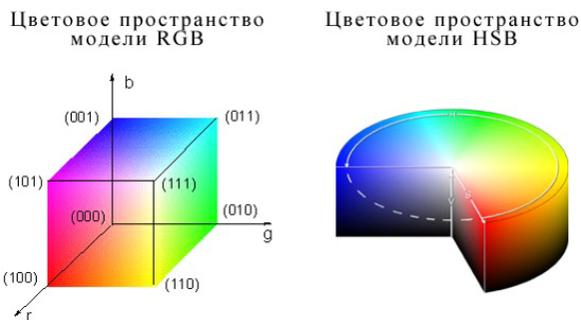


Рис. 2. Пространства цветных моделей RGB и HSL

как не нефтенасыщенные – цветами от темно-синих до черных. Чтобы исключить субъективность выделения нефтенасыщенных прослоев, эмпирически было установлено, что наиболее надежным параметром для разделения пород в УФ свете по признаку насыщенности жидкими углеводородами является Brightness, граничное значение которого равно четырем. Так, цифровое изображение прослоев с параметром Brightness более 4 отражает нефтенасыщенные породы-коллекторы, в то время как прослои с параметром Brightness менее 4 характеризуют интервалы не нефтенасыщенных пород.

По совокупности параметров предложенной методики выбранные интервалы керна были оцифрованы и представлены изображениями с бинарным кодом. При этом, желтый цвет характеризует нефтенасыщенную часть керна, а серый — не нефтенасыщенную (рис. 3). Полученные бинарные изображения, на которых за «нулевые» значения

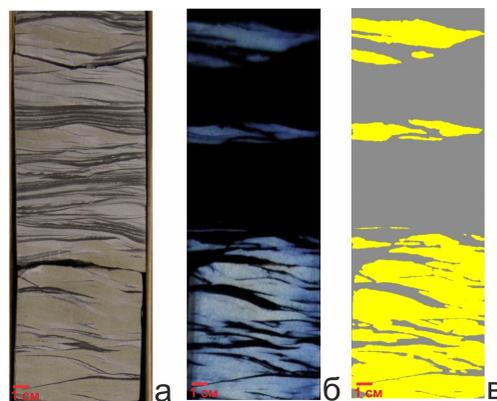


Рис. 3. Примеры изображений керна в дневном свете (а), УФ свете (б), цифровом бинарном виде (в). В УФ свечении голубым отображаются нефтенасыщенные участки, черным – не нефтенасыщенные. В цифровом бинарном изображении желтым цветом отображаются нефтенасыщенные участки, серым – не нефтенасыщенные.

были взяты не нефтенасыщенные участки, а за «единицу» – нефтенасыщенные породы-коллекторы, обсчитывались с помощью математического аппарата. Благодаря этому стало возможным получить морфометрические параметры каждого выделенного на цифровом изображении объекта. Важнейшими параметрами для математического моделирования явились площадь и периметр каждого элемента бинарных изображений. Пример результата математического обсчета искомых параметров для прослоев интервала керна представлен в табл. 2.

№ прослая	Площадь, см ² S _i	Периметр, см P _i	Процент от всей площади интервала исследования, %	Характер нефтенасыщения
1	0,71	5,49	41,96	Нефтенасыщенные интервалы
2	0,19	2,01		
.....				
75	2,22	10,8		
1	25,52	30,99	59,04	Не нефтенасыщенные интервалы
2	0,01	0,41		
.....				
48	0,35	4,46		

Табл. 2. Пример морфометрических параметров интервала керна

Для каждого из оцифрованных интервалов керна определялись три эмпирически подобранных коэффициента.

1. Коэффициент эффективности (K_{эфф}), который характеризует суммарную площадь нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала керна:

$$K_{эфф} = \sum S_i / S_{общ}$$

где S_i – площадь отдельных нефтенасыщенных прослоев, S_{общ} – площадь исследуемого интервала керна.

2. Коэффициент расслоенности (K_{рассл}), который характеризует отношение периметров выделенных объектов и их площадей, а также показывает характер распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале керна:

$$K_{рассл} = ((\sum P_i)^2 / P_{общ}^2) / (\sum S_i / S_{общ})$$

где P_i – периметр отдельных нефтенасыщенных прослоев (сумма длин всех сторон выделенного интервала), P_{общ} – периметр исследуемого интервала керна, S_i – площадь отдельных нефтенасыщенных прослоев, S_{общ} – площадь исследуемого интервала керна.

3. Коэффициент неоднородности нефтенасыщения (K_{ннн}), который характеризует отношение коэффициента эффективности к коэффициенту расслоенности, а также показывает неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале керна:

$$K_{ннн} = K_{эфф} / K_{рассл}$$

где K_{эфф} – коэффициент эффективности, K_{рассл} – коэффициент расслоенности.

В однородных нефтенасыщенных коллекторах коэффициент неоднородности нефтенасыщенности (K_{ннн}) равен единице. По мере снижения нефтенасыщенности K_{ннн} стремится к нулю.

В связи с тем, что подобранные эмпирические коэффициенты являются величинами безразмерными, исследователь не ограничен в выборе и масштабе изучаемого интервала. Поэтому для разных фациальных комплексов представительные интервалы могут варьироваться от 0,5 до 1,5 метра. Это позволяет более адекватно произвести оценку суммарного количества нефтенасыщенных пород-коллекторов и степень их расслоенности в важнейших элементах разреза. Для проведения такой оценки было подобрано 10 моделей, которые позволяют охарактеризовать распределение нефтенасыщенных пород-коллекторов в разных фациальных комплексах: барах, каналах, фронте дельты и прodelьты и ее склоновых частей, а также лагунах.

Результаты

Отложения осевой части бара характеризуются массивной и наклонно-параллельнослоистой текстурой (модель №1) (рис. 4). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,94. Интервал характеризуется весьма низкой расслоенностью (K_{рассл} = 3,16). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,2971, что отражает однородное распределение и преобладание нефтенасыщенных прослоев в данном фациальном комплексе.

Отложения волнистого мелководья характеризуются мульдобразной, флазерной и волнистой слоистостью (модель №2) (рис. 5). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала

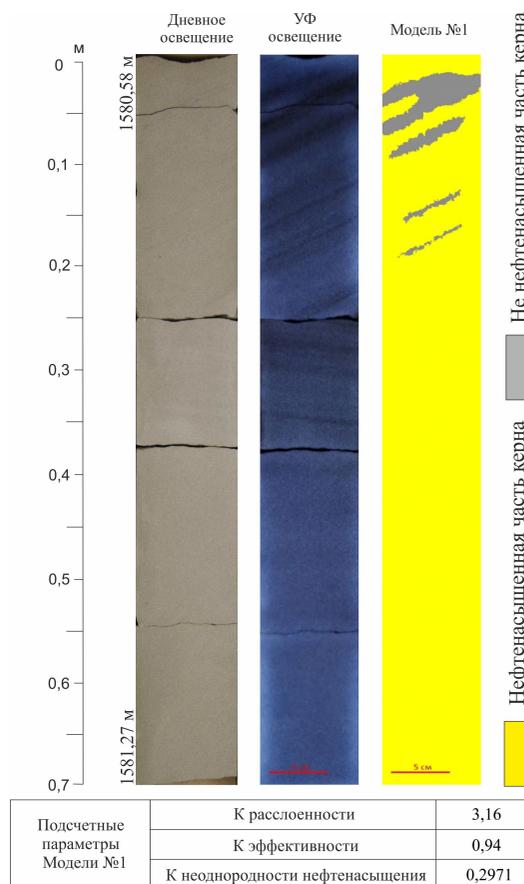


Рис. 4. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений осевой части бара

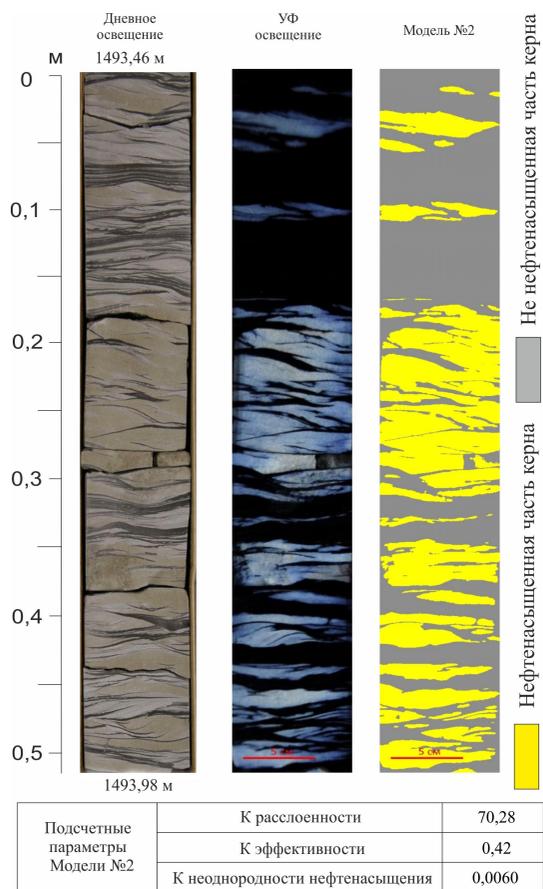


Рис. 5. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для морского фронта бара

составляет 0,42. Интервал характеризуется весьма высокой расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 70,28$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0060, что отражает неравномерное и неоднородное распределение нефтенасыщенных прослоев в данном фациальном комплексе.

Отложения фронта дельты характеризуются разнонаправленной косою слоистостью и волнистослоистыми текстурами (модель №3) (рис. 6). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,68. Интервал характеризуется низкой расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 9,16$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0412, что отражает преобладание относительно выдержанных нефтенасыщенных прослоев и незначительное появление не нефтенасыщенных слоев.

Отложения промывов барового тела характеризуются наличием экстракласовой текстуры, с обломками разного размера и окатанности (модель №4) (рис. 7). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,76. Интервал характеризуется относительно пониженной расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 29,89$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0162, что отражает переслаивание относительно выдержанных нефтенасыщенных и не нефтенасыщенных прослоев. Стоит отметить, что отложения, отражающие фации промывов, являются достаточно локальными на площади

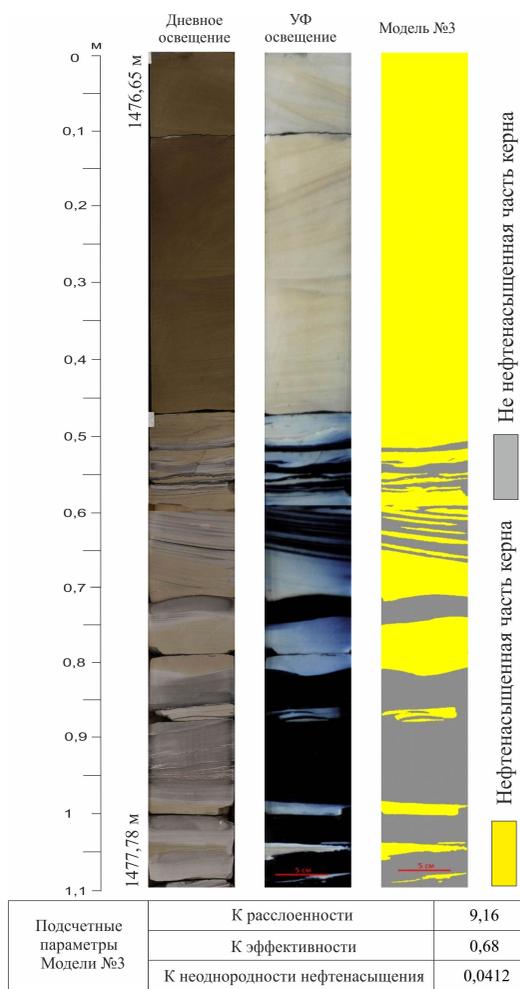


Рис. 6. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений фронта дельты

в нефтенасыщенном интервале пласта. Однако их типичная текстурная характеристика, связанная с наличием экстракласов, допускает их математическое моделирование как отдельного фациального комплекса.

Отложения распределительных каналов характеризуются косою слоистостью течений, восходящей рябью, фазерной слоистостью (модель №5) (рис. 8). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,94. Интервал характеризуется весьма низкой расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 11,44$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0820, что отражает преимущественное преобладание относительно выдержанных нефтенасыщенных прослоев и незначительное количество не нефтенасыщенных прослоев.

Отложения протоков характеризуются косою слоистостью течений, срезанием слоев, тонкой горизонтальной слоистостью (модель №6) (рис. 9). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,23. Интервал характеризуется относительно пониженной расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 16,94$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0135, что отражает переслаивание незначительного количества относительно выдержанных нефтенасыщенных и преобладающего количества не нефтенасыщенных прослоев.

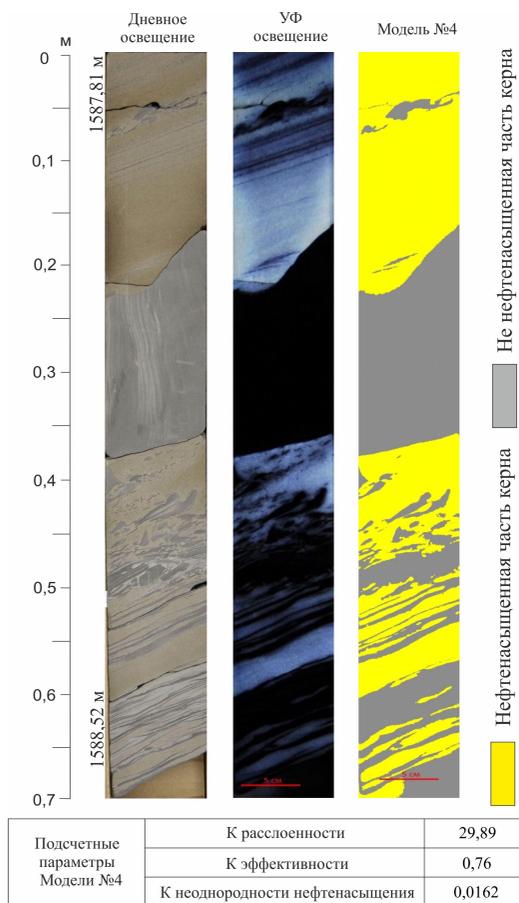


Рис. 7. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений зоны промылов барового тела

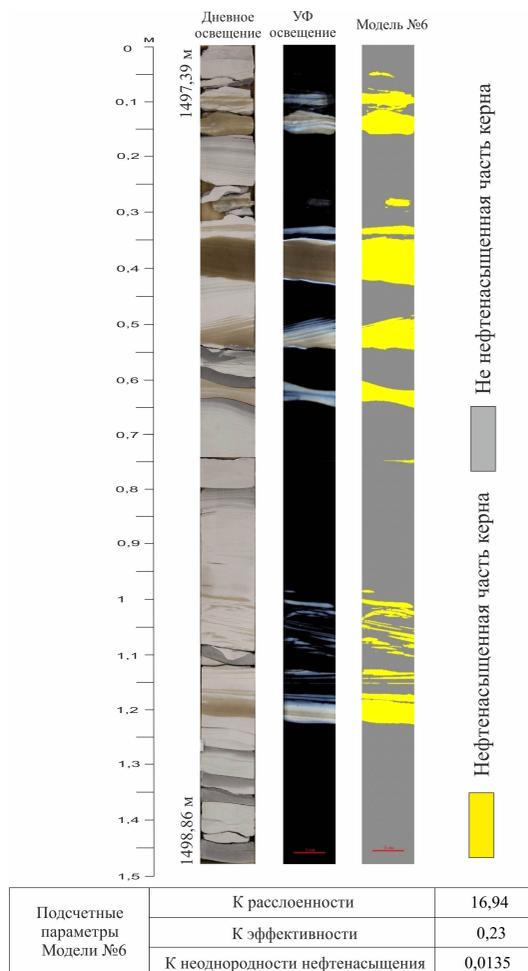


Рис. 9. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений протоков

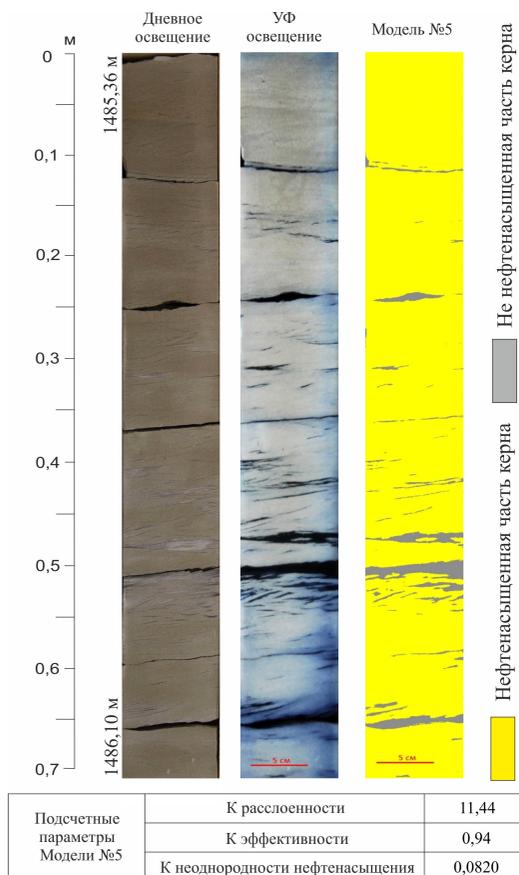


Рис. 8. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений распределительных каналов

Отложения склона «верхней» (проксимальной) части продельты характеризуются градационной слоистостью, текстурами оползания и внедрения (модель №7) (рис. 10). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,48. Интервал характеризуется относительно пониженной расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 28,45$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0133, что отражает переслаивание относительно выдержанных нефтенасыщенных и не нефтенасыщенных прослоев.

Отложения «верхней» (проксимальной) части продельты характеризуются мульдобразной, градационной слоистостью, срезанием слоев, слабой биотурбацией в отдельных прослоях (модель №8) (рис. 11). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,38. Интервал характеризуется относительно повышенной расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 44,64$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0108, что отражает интенсивное переслаивание нефтенасыщенных и не нефтенасыщенных прослоев.

Отложения «нижней» (дистальной) части продельты характеризуются градационной слоистостью и слабой биотурбацией в отдельных прослоях (модель №9) (рис. 12). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,02.

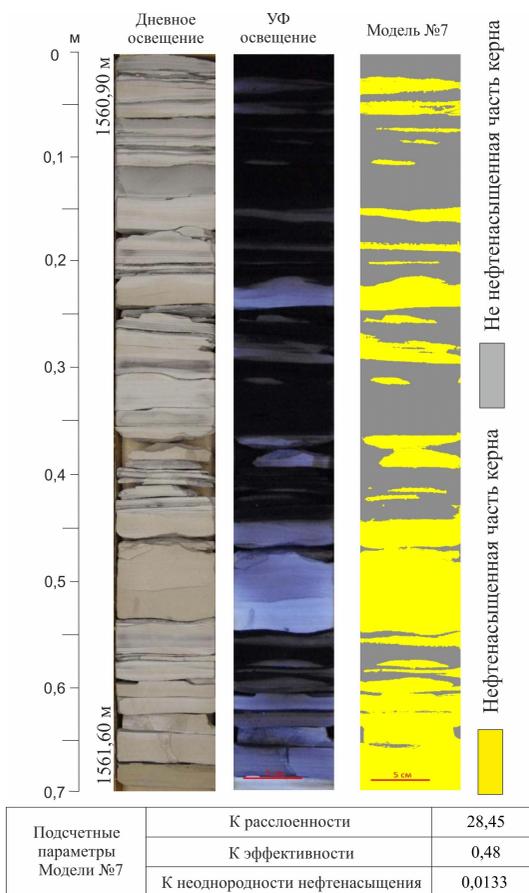


Рис. 10. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений склона «верхней» (проксимальной) части продельты

Интервал характеризуется относительно пониженной расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 18,18$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в исследуемом интервале составляет 0,0009, что отражает весьма незначительное их проявление.

Отложения морских лагун (модель №10) характеризуются тонкой горизонтальнослоистой текстурой, слабоволнистослоистой и текстурой биотурбации (рис. 13). Количество нефтенасыщенных прослоев от общей площади исследуемого интервала составляет 0,16. Интервал характеризуется весьма высокой расслоенностью ($K_{\text{рассл}} = 137,99$). Неоднородность распределения нефтенасыщенных прослоев в этом интервале составляет 0,0011, что отражает крайне неравномерное и интенсивное переслаивание нефтенасыщенных и не нефтенасыщенных прослоев.

Представленные модели не являются универсальными для терригенных отложений разнофациальных комплексов. Чтобы выявить соответствующие параметры неоднородности распределения нефтенасыщения для других геологических объектов, необходимо выполнить пересчеты согласно предложенной методике по каждому из них. Возможно, после набора статистической информации появятся представительные модели для отложений тех или иных фациальных зон.

Обсуждение результатов

По результатам проведения серии расчетов математического моделирования для терригенных отложений

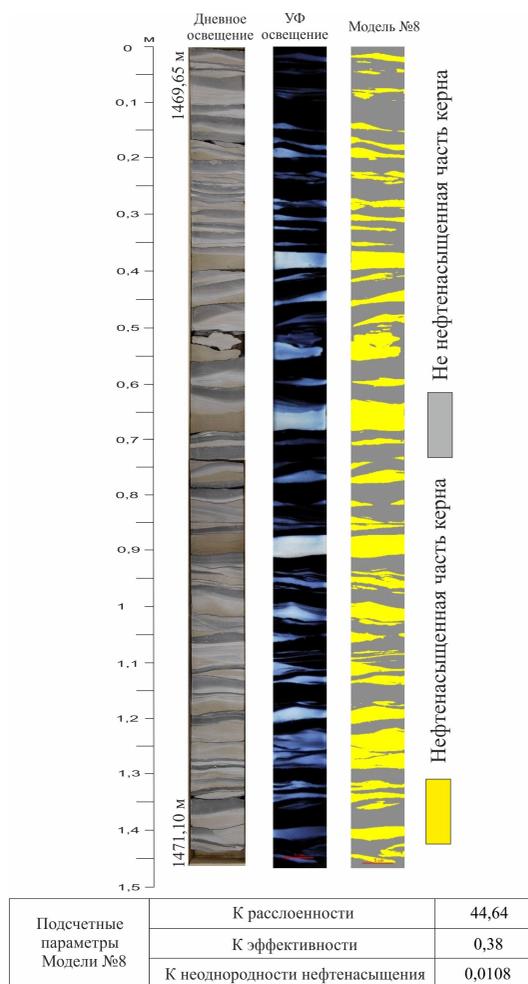


Рис. 11. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений «верхней» (проксимальной) части продельты

нижнего мела Красноленинского свода, вскрытых в различных фациальных комплексах, выявлено, что отложения осевых зон бара включают наибольшее количество выдержанных нефтенасыщенных прослоев, отложения морской лагуны – наименьшее количество выдержанных нефтенасыщенных прослоев, что отражено в табл. 3.

При этом наименьшее количество нефтенасыщенных прослоев в целом отмечается в отложениях «нижней» (дистальной) части продельты, в то время как наиболее расслоенными являются отложения морской лагуны (рис. 14, 15). Наибольшим и наиболее однородным распределением нефтенасыщенных интервалов отличаются отложения осевой зоны бара.

Представленные эмпирические коэффициенты предложенной методики позволяют количественно оценить равномерность появления в разрезе нефтенасыщенных пород-коллекторов как результат седиментационных и вторичных процессов. Так, по результатам анализа литологических исследований выявлено, что более значимое нефтенасыщение приурочено к относительно более грубозернистым прослоям с малым количеством цемента. При этом в нефтеносном интервале пласта отмечается наличие как непроницаемых прослоев темно-серых аргиллитов, так и водонасыщенных прослоев светло-серых алевролитов и тонкозернистых песчаников,

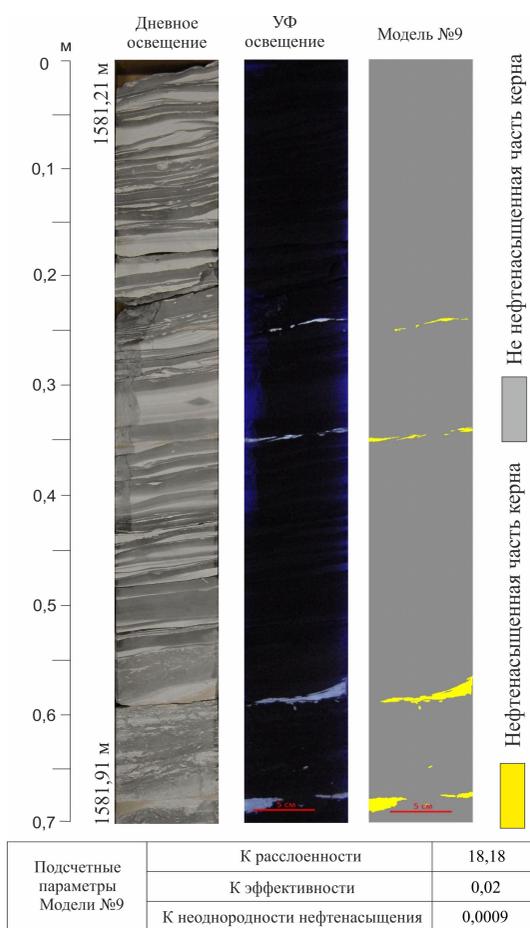


Рис. 12. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений «нижней» (дистальной) части продельты

толщиной несколько сантиметров. Такие прослои могут представлять собой частое чередование в разрезе и составлять до 50% нефтеносного интервала пласта. Их литологическая интерпретация на данных ГИС может быть затруднена ввиду малых толщин. Вопрос связанности такой воды остается открытым, однако этот факт нельзя игнорировать в случае освоения залежей с применением гидроразрыва пласта и исследованию причин получения обводненной продукции. В связи с этим, авторами планируется продолжение работ по совершенствованию методики с целью разграничения водонасыщенных и непроницаемых прослоев.

Заключение

Разработанная в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на кафедре литологии методика позволяет провести количественную оценку неоднородности распределения нефтенасыщения в разнофациальных отложениях, как в пределах микрофаций на уровне первых десятков сантиметров, так и в масштабах сейсмофаций на уровне сотен метров. Данный подход дает возможность не только оценить неоднородность продуктивности резервуара, но и выполнить прогноз продуктивности на основе региональных литофациальных реконструкций. Непосредственное использование коэффициента неоднородности нефтенасыщения в гидродинамическом моделировании позволит дифференцированно подойти к оценке

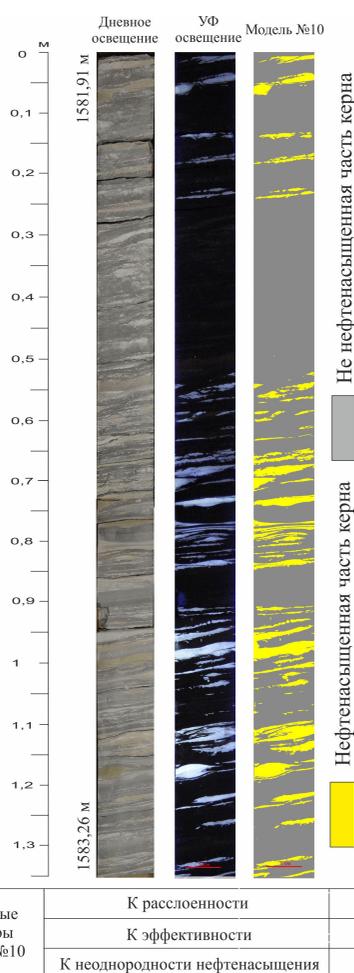


Рис. 13. Количественная оценка неоднородности распределения нефтенасыщения для отложений морских лагун

извлекаемых запасов, а также обоснованно применить технологические решения по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Литература

- Акиншина А.В. (2023). Петрофизическое моделирование тонкослоистых коллекторов. *Геосочи-2023. Актуальные проблемы геологии и геофизики: сборник материалов международной научно-практической конференции*. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», с. 82–83.
- Ефимов В.А., Мальшаков А.В., Романов Е.А., Мордвинцев М.А., Рогожнев О.В. (2005). Обоснование коэффициента нефтенасыщенности на основе изучения керна и данных геофизических исследований скважин. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 41–43.
- Постникова О.В., Изьюрова Е.С., Сивальнева О.В., Изьюров А.Д., Зуева О.А. (2023). Литолого-петрофизическая неоднородность продуктивных отложений викуловской свиты. *Разведка и охрана недр*, (6), с. 8–12.
- Ракитин Е.А. (2016). Влияние глинистых микрослоек и карбонатно-ангидритовых включений на достоверность определения коэффициента нефтенасыщенности. *Нефтяное хозяйство*, (7), с. 72–74.
- Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. (2018). Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения. *Известия высших учебных заведений*, 3 (129), с. 37–44. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-3-37-44>
- Хасанов И.И. (2014а). Анализ цветности пород по цифровым изображениям керна. *Геология нефти и газа*, (5), с. 33–39.
- Хасанов И.И. (2014б). Методика количественной оценки литологических параметров керна и ее практическое применение. *Российская и мировая нефтегазовая экономика: проблемы и перспективы. Материалы V Всероссийской студенческой научно-практической конференции*, с. 48–53.

Фациальный комплекс		Подразделение	Текстурные параметры пород		Подсчетные параметры		
			Слоистость	Биотурбация	Кэфф	Крассл	Кинн
					$\Sigma Si / \text{Собщ}$	$((\Sigma Pi)^2 / \text{Робщ}^2) / (\Sigma Si / \text{Собщ})$	Кэфф/Крассл
Лагуны	10	Морская	Субгоризонтальная, слабоволнистая слоистость	Интенсивная	0.16	137.99*	0.0011*
Продельты	9	«Нижняя» (дистальная) часть	Турбидитная (алевро-песчаные слои до 5 см). Градационная. Трогообразная (мульдообразная). Косяя. Тонко-горизонтальнослоистая. Песчаники+алевролиты \leq глины	Слабая	0.02*	18.18	0.0009*
	8	«Верхняя» (проксимальная) часть	Турбидитная (алевро-песчаные слои до 10 см). Градационная. Мульдообразная. Косяя. Песчаники+алевролиты $>$ глины	Слабая	0.38	44.64	0.0108
Склон	7	«Верхней» части продельты	Оползания, сбросы	Отсутствует (слабая)	0.48	28.45	0.0133
Каналы	6	Протоки	Трансгрессивная последовательность наложения. Косяя слоистость течения	Отсутствует	0.23	16.94	0.0135
	5	Распределительные	Трансгрессивная последовательность наложения. Косяя разнонаправленная слоистость течения	Отсутствует	0.94	11.44	0.0820
	4	Промыва	Грубообломочная экстракластовая (обломки глинистых пород)	Отсутствует	0.76	29.89	0.0162
Фронт дельты	3		Регрессивная последовательность наложения. Трогообразная (мульдообразная). Разнонаправленная косяя слоистость	Отсутствует (слабая)	0.68	9.16	0.0412
Бар	2	Морской фронт бара (волнистое мелководье)	Косяя волнения, морского течения, флазерная.	Отсутствует	0.42	70.28	0.0060
	1	Осевая зона бара	Массивная. Флазерная. Неясно-горизонтальная. Наклонная параллельная (однонаправленная прямолинейная).	Отсутствует	0.94*	3.16*	0.2971*

Табл. 3. Результаты количественной оценки неоднородности распределения нефтенасыщения для разнофациальных комплексов терригенных отложений нижнего мела Краснотенского свода. *Серым выделены наиболее неблагоприятные значения подсчетных параметров оценки неоднородности распределения нефтенасыщения для разнофациальных отложений, желтым – наиболее благоприятные.

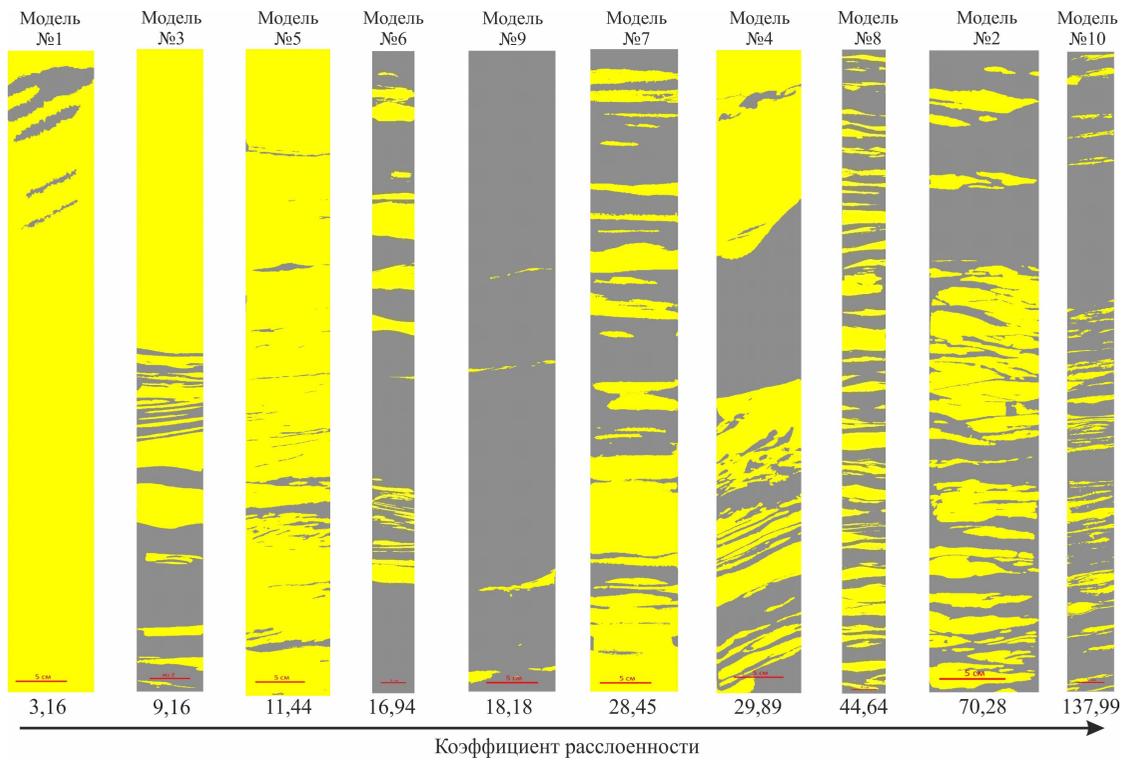


Рис. 14. Изменение коэффициента расслоенности пород-коллекторов разнофациальных комплексов терригенных отложений нижнего мела Западной Сибири

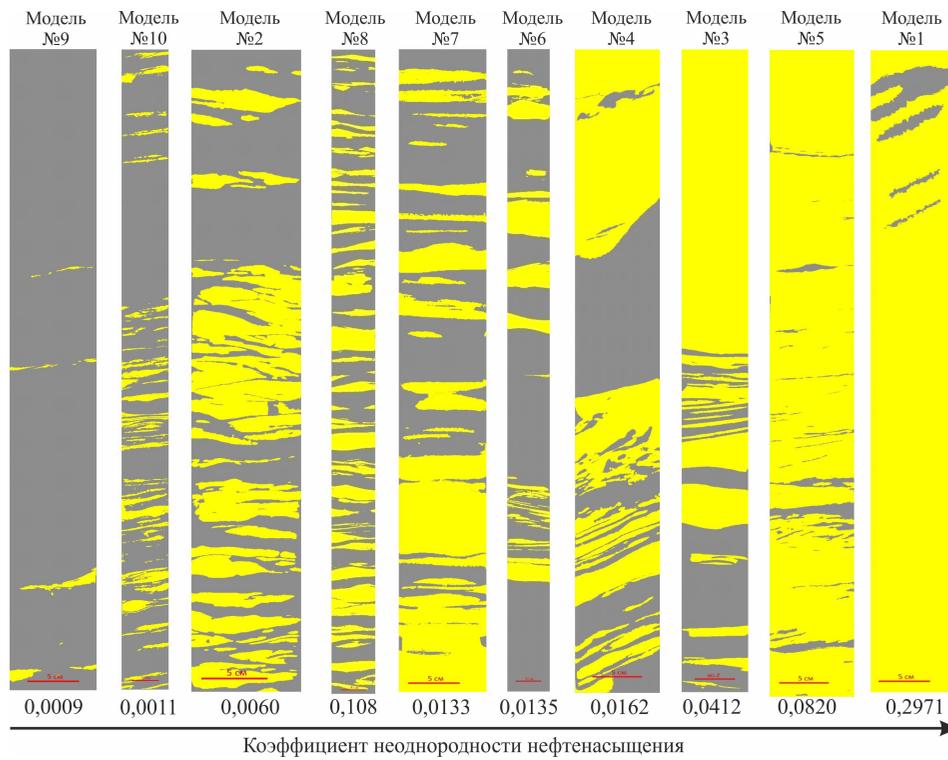


Рис. 15. Изменение коэффициента неоднородности нефтенасыщения пород-коллекторов разнофациальных комплексов терригенных отложений нижнего мела Западной Сибири

Сведения об авторах

Александр Васильевич Постников – доктор геол.-минерал. наук, зав. кафедрой литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: postnikov.a@gubkin.ru

Ольга Васильевна Постникова – доктор геол.-минерал. наук, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

Елена Сергеевна Изъюрова – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: ekonovalceva@yandex.ru

Ильнур Анварович Сабиров – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: sabirov.i@gubkin.ru

Ольга Владимировна Сивальнева – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: sivalneva.o@gubkin.ru

Александр Дмитриевич Изъюров – старший преподаватель кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: alexizyurov@gmail.com

Ольга Алексеевна Зуева – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, пр-т Ленинский, д. 65, к. 1
e-mail: oa_zueva@mail.ru

Радмир Руфович Юнусов – начальник отдела контроля и анализа разработки месторождений нефти и газа, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
Россия, 628486, Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20
e-mail: radmir.yunusov@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 07.06.2024;
Принята к публикации 09.12.2024; Опубликована 30.03.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Methodology for Quantifying the Heterogeneity of the Distribution of Oil Saturation in Terrigenous Reservoir Rocks

A.V. Postnikov¹, O.V. Postnikova¹, E.S. Izyurova¹, I.A. Sabirov¹, O.V. Sivalneva¹, A.D. Izyurov¹, O.A. Zueva^{1}, R.R. Yunusov²*

¹Gubkin University, Moscow, Russian Federation

²LUKOIL-Western Siberia, Kogalym, Russian Federation

*Corresponding author: Olga A. Zueva, e-mail: oa_zueva@mail.ru

Abstract. The article presents lithological studies of reservoir rocks of terrigenous deposits of the Lower Cretaceous of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia. A distinctive feature of these deposits is the high variability of lithotypes, which is expressed in a wide range of textural features of the deposits that determine the nature of oil saturation. According to the results of textural analysis, it was revealed that the studied sediments were formed in various zones of underwater channels of the delta complex and lagoons. To assess the total number of oil-saturated reservoir rocks and the degree of their stratification, 10 models were selected that allow us to characterize the distribution of oil-saturated reservoir rocks in different facies complexes. The methodology developed at Gubkin University at the Department of Lithology made it possible to quantify the heterogeneity of the distribution of oil saturation in the multifacial deposits of the Lower Cretaceous of the Krasnoleninsky arch.

Keywords: reservoir rocks, modeling of oil saturation, methodology, quantitative assessment

Recommended citation: Postnikov A.V., Postnikova O.V., Izyurova E.S., Sabirov I.A., Sivalneva O.V., Izyurov A.D., Zueva O.A., Yunusov R.R. (2025). Methodology for Quantifying the Heterogeneity of the Distribution of Oil Saturation in Terrigenous Reservoir Rocks. *Georesursy = Georesources*, 27(1), pp. 51–62. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.8>

References

- Akinshina A.V. (2023). Petrophysical modeling of thin-layered reservoirs. *GeoSochi - 2023. Actual problems of geology and geophysics: collection of materials of the international scientific and practical conference*. Tver: LLC "POLIPRESS", pp. 82–83. (In Russ.)
- Efimov V.A., Malshakov A.V., Romanov E.A., Mordvintsev M.A., Rogozhnev O.V. (2005). Substantiation of the oil saturation coefficient based

on the study of the core and data from geophysical studies of wells. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, (5), pp. 41–43. (In Russ.)

Khasanov I.I. (2014a). Analysis of rock chromaticity from digital core images. *Geologiya nefii i gaza = Geology of Oil and Gas*, (5), pp. 33–39. (In Russ.)

Khasanov I.I. (2014b). The methodology of quantitative assessment of lithological parameters of core material and its practical application. *The Russian and global oil and gas economy: problems and prospects: Proc. V All-Russian Student Scientific and Practical Conference*, pp. 48–53. (In Russ.)

Postnikova O.V., Iz'yurova E.S., Sivalneva O.V., Iz'yurov A.D., Zueva O.A. (2023). Lithological and petrophysical heterogeneity of productive deposits of the Vikulov formation. *Razvedka i ohrana neдр = Exploration and protection of the subsoil*, (6), pp. 8–12. (In Russ.)

Rakitin, E.A. (2016). The influence of clay micro-layers and carbonate-anhydrite inclusions on the reliability of determining the oil saturation coefficient. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, (7), pp. 72–74. (In Russ.)

Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamyashev V.G. (2018). Non-traditional Reservoir of the Lower-Berezhovskaya Subformation and Its Searching Criteria. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 37–44. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-3-37-44>

About the Authors

Alexander V. Postnikov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Lithology, Gubkin University

65 Leninsky Ave., build. 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: postnikov.a@gubkin.ru

Olga V. Postnikova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Dean of the Faculty of Geology and Geophysics of Oil and Gas, Gubkin University

65 Leninsky Ave., building 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

Elena S. Iz'yurova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, Gubkin University

65 Leninsky Ave., building 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: ekonovalceva@yandex.ru

Ilmur A. Sabirov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, Gubkin University

65 Leninsky Ave., building 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: sabirov.i@gubkin.ru

Olga V. Sivalneva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, Gubkin University

65 Leninsky Ave., building 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: sivalneva.o@gubkin.ru

Alexander D. Iz'yurov – Senior Lecturer at the Department of Lithology, Gubkin University

65 Leninsky Ave., building 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: alexizyurov@gmail.com

Olga A. Zueva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Department of Lithology, Gubkin University

65 Leninsky Ave., building 1, Moscow, 119991, Russian Federation

e-mail: oa_zueva@mail.ru

Radmir R. Yunusov – Head of the Department of Control and Analysis of Oil and Gas Field Development, LUKOIL-Western Siberia

20 Pribaltiyskaya str., Kogalym, 628486, Russian Federation

e-mail: radmir.yunusov@lukoil.com

Manuscript received 7 June 2024;

Accepted 9 December 2024; Published 30 March 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)