



© Коллектив авторов,
2025



УДК 550.8.05(571.1)
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-22-32>

УЧЕТ ФЛЮИДАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА ЮЗ НА ЭТАПЕ ПОСТРОЕНИЯ ДВУМЕРНОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ

М.Н. Мельникова, Ю.В. Шилова, А.В. Анохин*
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

Электронный адрес: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Неоднородность флюидонасыщения коллекторов тюменской свиты существенно осложняет корректную интерпретацию данных геофизических исследований скважин (ГИС) и построение двумерной геологической модели. Неопределенности, связанные с гетерогенным коллектором, требуют детального изучения. Текущие условия диктуют необходимость формирования подходов, позволяющих воспроизвести представление о строении резервуаров с возможностью учета осложняющего фактора в виде низкопроницаемого, резко невыдержанного коллектора.

Цель. Построение двумерной геологической модели залежи с учетом существующей флюидальной неоднородности.

Материалы и методы. В основу работы положены данные ГИС и керны. Капиллярная модель насыщенности построена по модели Брукса и Кори. Построение структурных поверхностей кровли и подошвы пласта ЮЗ, а также выделение области глинизации осуществлялось на основе сейсморазведочных данных МОГТ 3D. Подсчетные планы выполнены в программном обеспечении (ПО) Isoline.

Результаты. Рассмотрены результаты анализа неопределенности характера насыщения полифациальных терригенных отложений пласта ЮЗ тюменской свиты. Полный комплекс лабораторных исследований керны с данными геофизических исследований скважин установил прямую зависимость степени нефтенасыщения низкопроницаемых коллекторов от фильтрационно-емкостных свойств вопреки общепринятому представлению ее изменения по высоте залежи. На примере одной скважины показано наличие капиллярных барьеров первого рода, препятствующих полному заполнению залежи в контуре установленной нефтеносности.

Заключение. Разработанная геологическая модель с учетом флюидальной неоднородности коллекторов демонстрирует возможность наиболее точного отражения особенностей распределения характера насыщения коллекторов. Выявленные капиллярные барьеры и неоднородность насыщения подчеркивают необходимость комплексного подхода к интерпретации данных ГИС и керны. Полученные данные могут быть использованы для уточнения зон с высокой обводненностью на разрабатываемых месторождениях в условиях неоднородно насыщенных коллекторов.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, флюидальная неоднородность коллектора, капиллярный барьер первого рода, зона недонасыщения УВ, капилляриметрия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мельникова М.Н., Шилова Ю.В., Анохин А.В. Учет флюидальной неоднородности коллекторов пласта ЮЗ на этапе построения двумерной модели залежи. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):22–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-22-32>

Статья поступила в редакцию 30.07.2025

Принята к публикации 10.09.2025

Опубликована 26.12.2025

ASSESSMENT OF FLUID HETEROGENEITY OF THE RESERVOIRS IN THE J3 FORMATION DURING THE CONSTRUCTION OF A TWO-DIMENSIONAL RESERVOIR MODEL

Maria N. Melnikova, Julia V. Shilova, Artem V. Anokhin*
RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

E-mail: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. Heterogeneity of fluid saturation in the Tyumen Formation reservoirs significantly complicates the correct interpretation of well logging data and building a 2D geological model. Uncertainties associated with reservoir heterogeneity require detailed study. Current conditions necessitate the development of approaches that allow to reconstruct the reservoir structure, taking into account the complicating factors of low permeability and high discontinuity.

The **objective** of this study is to build a 2D geological model of the reservoir, taking into account the existing fluid heterogeneity.

Materials and methods. This study is based on well logging and core data. A capillary saturation model was built using the Brooks and Corey model. The 3D CDP seismic data was used to build the structural surfaces of the top and bottom of J3 reservoir and to interpret the shale-out zone. The reserves estimation maps were built in Isoline SW.

Results. The fluid type uncertainty analysis for the polyfacial terrigenous sediments of J3 reservoir of the Tyumen Formation are described. A comprehensive set of laboratory core studies, combined with well logging

data, established a direct correlation between the degree of oil saturation in low-permeable reservoirs and their porosity and permeability properties, contrary to the general notion that it varies with reservoir height. A single well was used to demonstrate the presence of type I capillary barriers preventing complete reservoir charge within the established oil-bearing contour.

Conclusion. The geological model developed with account of reservoir fluid heterogeneity is capable of most accurate representation of the fluid type distribution patterns in reservoirs. The interpreted capillary barriers and saturation heterogeneity indicate the need for an integrated approach to the interpretation of well logging and core data. The obtained data can be used to update high-water-cut zones in developed fields with heterogeneously saturated reservoirs.

Keywords: low-permeable reservoir, reservoir fluid heterogeneity, first-order capillary barrier, HC undersaturation zone, capillary pressure measurements.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Melnikova M.N., Shilova J.V., Anokhin A.V. Assessment of fluid heterogeneity of the reservoirs in the J3 Formation during the construction of a two-dimensional reservoir model. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):22–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-22-32>

Manuscript received 30.07.2025

Accepted 10.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории Уватского района юга Тюменской области открыто 24 месторождения. При этом большая часть нефтяных залежей сосредоточена в терригенных отложениях тюменской свиты [1], характеризующихся крайне сложным полифациальным строением и резкой латеральной и вертикальной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В данной статье приведена методика, применяемая авторами, для учета неопределенности характера насыщения коллекторов с целью корректного картирования залежи.

В качестве примера рассмотрено одно из месторождений Уватского района, на котором 5 поисково-разведочными скважинами вскрыты продуктивные среднеюрские отложения. Объект исследований — пласт Ю3, представлен терригенными отложениями континентального и переходного генезиса. На данном этапе геолого-разведочных работ (ГРП) построение геологической модели резервуара сопряжено с тремя существенными неопределенностями:

- отсутствие выдержанных углисто-глинистых маркирующих пачек как по разрезу, так и по площади работ;
- резкая изменчивость мощностей и ФЕС продуктивных пропластков целевого интервала;
- сложность определения характера насыщения коллекторов ввиду слабой дифференциации значений сопротивления относительно вмещающих пород.

Согласно данным бурения, коллекторы пласта Ю3 представлены среднепористыми, низкопроницаемыми мелко-среднезернистыми песчаниками. Коэффициент

пористости (K_p) изменяется от 11,8 до 18,2%, среднее значение коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) ~2 мД. По результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) диапазон нефтенасыщенности (K_n) в продуктивном интервале варьируется от 32,3 до 67,6%.

Учитывая вышеуказанные факторы, а также амплитуду залежи (<90 м), выявлено наличие недонасыщенных углеводородами (УВ) отдельных пропластков, суммарный вклад которых в процессе извлечения УВ из пласта может привести к быстрой обводненности.

ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ДОРАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА ЮЗ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНО НАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ РАССМОТРЕНА МЕТОДИКА УЧЕТА ФЛЮИДАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА ПРИ ПОСТРОЕНИИ 2D ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, УЧИТЫВАЮЩАЯ НАЛИЧИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ БАРЬЕРОВ ПЕРВОГО РОДА, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ПОЛНОМУ ЗАПОЛНЕНИЮ ЛОВУШКИ В КОНТУРЕ УСТАНОВЛЕННОЙ НЕФТЕНОСНОСТИ.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Пласт Ю3 вскрыт пятью поисково-разведочными скважинами, из них три скважины (Х1, Х3, Х5) вскрыли нефтяную залежь. Согласно данным ГИС и результатам испытаний в скважине Х1 пласт полностью нефтенасыщен до подошвы коллекторов. В скважине Х3 в нижней части целевого интервала выявлены коллекторы, недонасыщенные УВ. В скважине Х5 зафиксировано залегание водонасыщенных коллекторов

над нефтенасыщенными при наличии разделяющего их ложного флюидопора (рис. 1). По результатам комплексного анализа данных бурения (фото керна в дневном и ультрафиолетовом (УФ) свете, ГИС, результаты испытаний) в скважине X5 в интервале пласта Ю3 выделены три пачки, соответствующие седиментационным циклам осадконакопления (рис. 2).

Пачка 1 залегает в нижней части пласта Ю3. Представлена терригенными породами континентального генезиса.

В **нижней части** залегают песчано-алевритистые породы, перекрытые углистым пропластком (фации поймы, болота). Согласно результатам интерпретации ГИС в данном интервале коллекторы отсутствуют.

Верхняя часть представлена песчаниками преимущественно среднезернистой фракции с подчиненным соотношением мелкозернистой фракции и маломощным пропластком крупнозернистой фракции (фация речного русла; начало формирования). Согласно данным ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор с неравномерным нефтенасыщением ($K_{пр} = 0,4-9,1$ мД). По результатам испытания пачки 1 получен малодебитный приток нефти с водой ($Q_n = 0,94$ м³/сут, $Q_v = 0,27$ м³/сут).

Пачка 2 приурочена к центральной части пласта Ю3 и представлена русловыми песчаниками тонко-мелкозернистой фракции, отдельными прослоями до среднезернистой фракции. В основании залегает пропласток мелко-среднезернистого песчаника

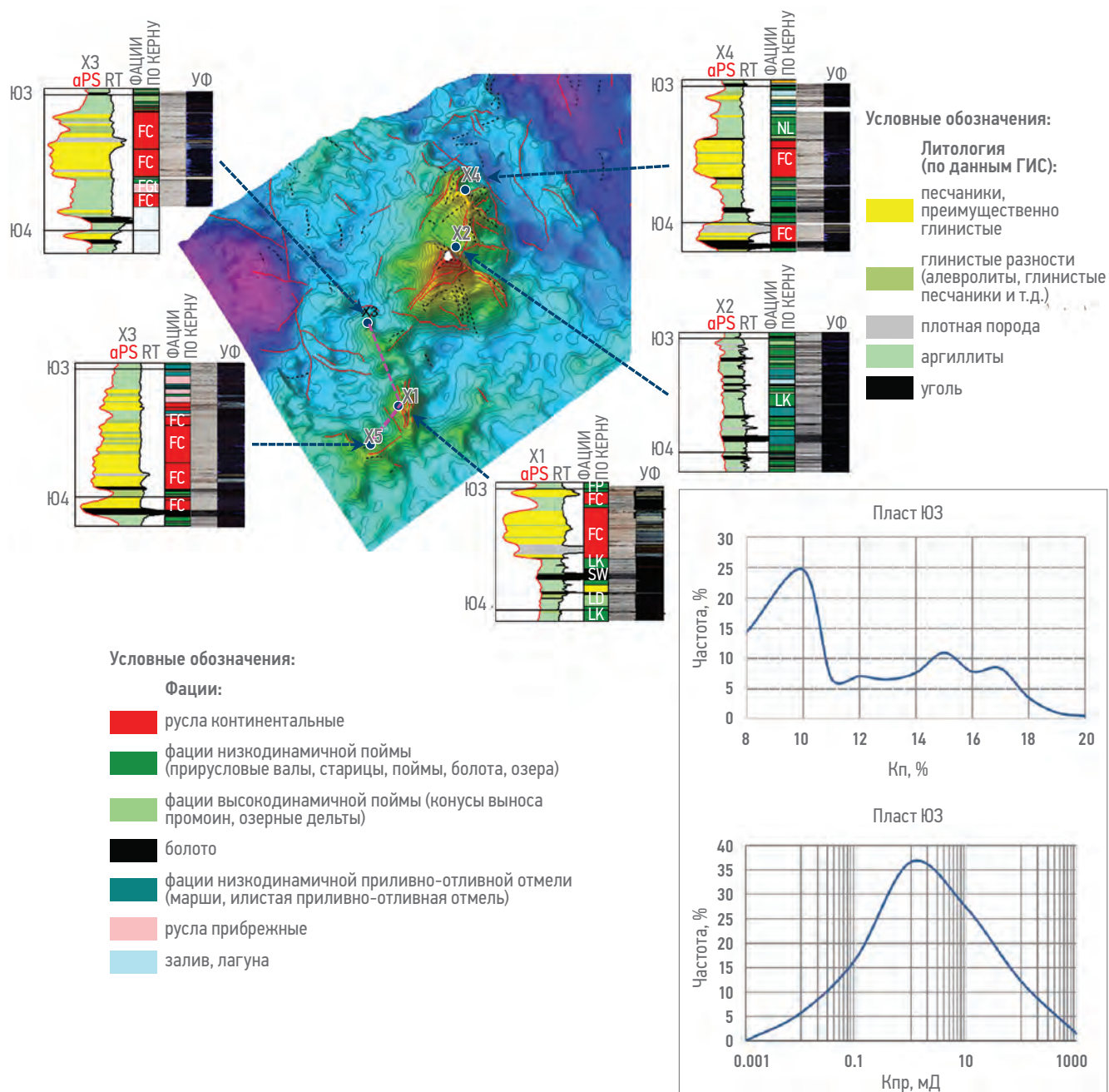


Схема корреляции по линии скважин Х5-Х1-Х3

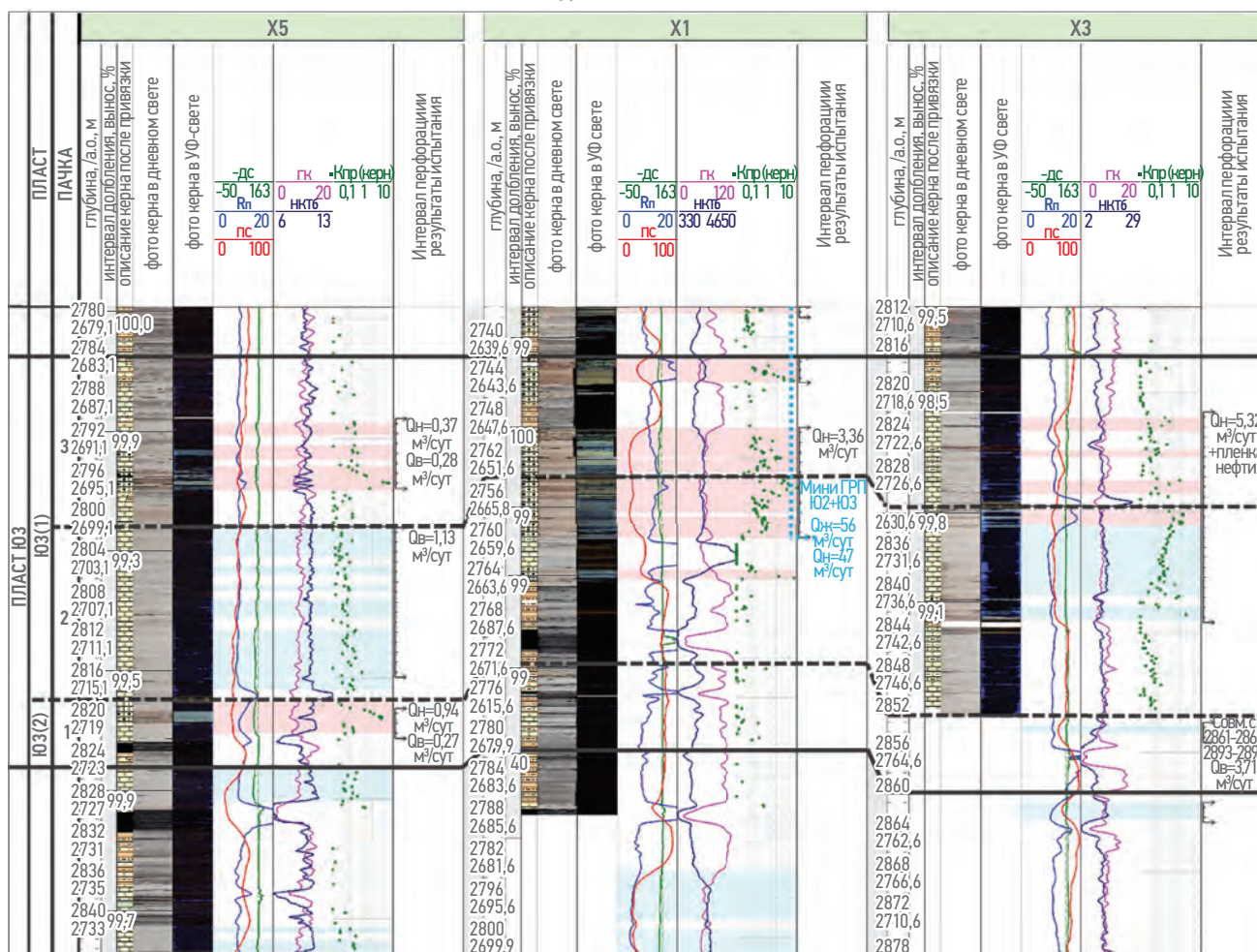


Рис. 1. Характеристика строения пласта Ю3. Составлено авторами
Fig. 1. Characteristics of the structure of the J3 formation. Prepared by the authors

с карбонатным цементом. Согласно результатам интерпретации ГИС в исследуемом интервале выделены низкопроницаемые (Кпр = 0,3–0,89 мД) водонасыщенные коллекторы с отсутствием свечения ядра в УФ-свете. По результатам испытания вышеуказанных отложений получен приток пластовой воды без признаков нефти ($Q_v = 1,13 \text{ м}^3/\text{сут}$). Однако в вытяжке из ядра в толуоле в УФ-свете наблюдается свечение (рис. 2).

Пачка 3 завершает разрез пласта. В нижней части пачки выделяются тонко-мелкозернистые песчаники затапливаемого русла, сменяющиеся вверх по разрезу переслаиванием тонкозернистых песчаников и алевролитов смешанной приливно-отливной отмели (смена континентальной обстановки осадконакопления на переходную). Согласно результатам интерпретации ГИС в данном интервале коллекторы отсутствуют.

В **центральной части** пачки вскрыты песчаники речного русла с закономерно сменяющейся вверх по разрезу преимущественно среднезернистой фракции

на тонко-мелкозернистую фракцию (смена континентальной обстановки осадконакопления на переходную). При этом в составе континентальных русловых отложений встречаются лаговые слои, содержащие большое количество углефицированных остатков, обломки древесины, глинистые интракласты и примеси полуокатанных зерен, свидетельствующие о периодическом усилении гидродинамической активности русла. Согласно результатам интерпретации ГИС в данном интервале выделено 5,1 м нефтенасыщенных коллекторов (Кпр = 1,2–6,04 мД). Свечение в ультрафиолете, как и в 1-й пачке, неравномерное. При испытании получен малodeбитный приток нефти с водой ($Q_n = 0,37 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_v = 0,28 \text{ м}^3/\text{сут}$). В ядре наблюдается характерное для нефти свечение в УФ-свете.

В **верхней части** пачки залегают алевролиты и тонко-мелкозернистые песчаники с глинистыми интракластами (фации приливно-отливной отмели, протоки; переходная обстановка осадконакопления). По данным

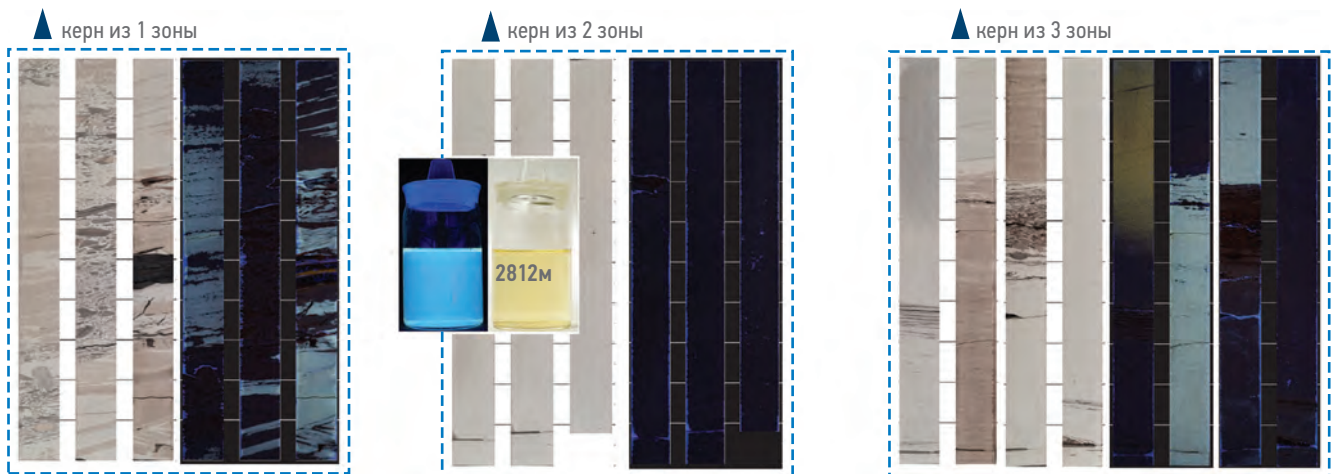
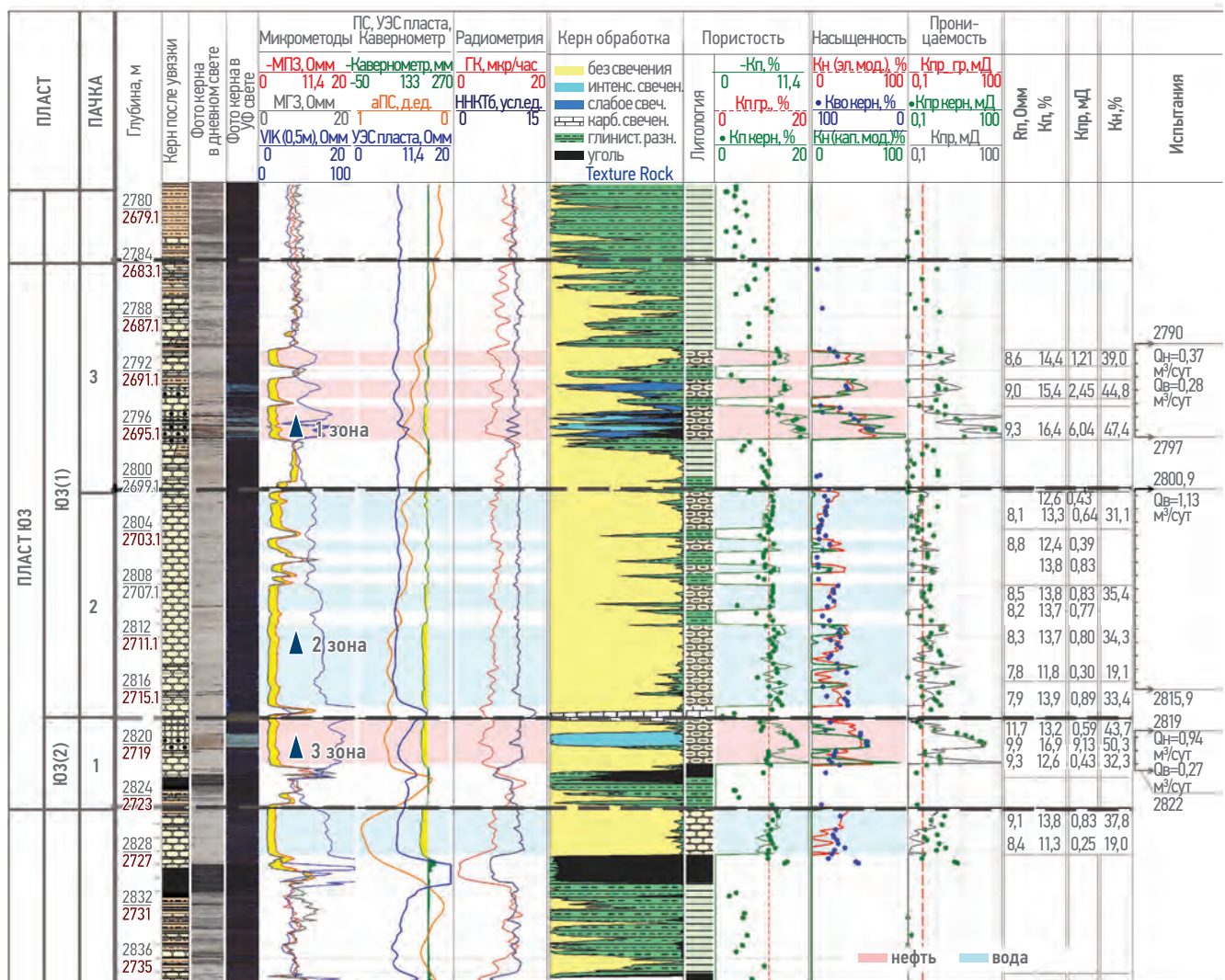


Рис. 2. Флюидальная неоднородность пласта Ю3 в скважине Х5. Составлено авторами
Fig. 2. The fluid heterogeneity of the J3 formation in the X5 well. Prepared by authors

комплексного анализа данных керна и ГИС в данном интервале коллекторы отсутствуют. В результате анализа фракционного-минералогического состава коллекторов пласта Ю3 установлено, что коллекторы 2-й пачки

незначительно, но отличаются более высоким содержанием пелитовой фракции с преобладанием гидрослюда в составе глинистого цемента, увеличением доли алевритовой и мелкой песчаной фракций (рис. 2, табл. 1).

Таблица 1. Фракционно-минералогический состав коллекторов в скважине X5. Составлено авторами
Table 1. Fractional mineralogical composition of reservoirs in the X5 well. Prepared by the authors

Пачка	Кп, %	Кпр, мД	РСА глин				Песчаная фракция, %					Алевритовая фракция, %		Пелитовая фракция, %
			К	Х	ГС	ССО	2,0–1,0	1,0–0,5	0,50–0,25	0,250–0,125	0,125–0,0625	0,0625–0,031	0,031–0,0039	
3	14,4–16,4	1,2–6,04	66	12	18	4	0	2	28	30	8	6	18	8
2	11,8–13,8	0,30–0,89	61	13	22	4	0	1	17	37	9	5	20	11
1	12,6–16,9	0,59–9,13	78	10	9	3	0	4	35	28	6	4	16	7

К — каолинит, Х — хлорит, ГС — гидрослюда, ССО — смешаннослойные образования гидрослюда-монтмориллонитового ряда

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

На сегодняшний день отложения тюменской свиты в Уватском районе охарактеризованы большим объемом комплексных исследований сейсморазведочных данных по методу общей глубинной точки (МОГТ) 3D с данными бурения скважин. Нередко на месторождениях встречаются локально развитые зоны недонасыщенных УВ-коллекторов, которые требуют детального изучения начиная с этапа ГРП. Явления неоднородности флюидонасыщения на месторождениях Западной Сибири активно изучаются [2, 3, 4, 5]. Согласно геолого-геофизическим данным на исследуемой территории такие зоны недонасыщения обусловлены прежде всего литофациальными неоднородностями, в том числе и наличием капиллярных барьеров первого рода, которые встречаются в трех случаях [6]:

- в зоне смены фациальных обстановок с улучшенными ФЕС (фации речного русла, внешней песчаной поймы и т.д.) на ухудшенные (фации внутренней глинистой поймы, глинистой приливно-отливной отмели и т.д.);
- в зоне выклинивания коллекторов вверх по восстанию структуры;
- в зоне ухудшенных ФЕС отложений, обусловленной наличием вторичных изменений.

По результатам многочисленных исследований Уватского района установлено, что все выявленные залежи сформированы преимущественно за счет латеральной миграции УВ. Согласно вышеуказанной геологической концепции предположено, что наличие пластовой воды в центральной части резервуара объясняется невозможностью аккумуляции нефти по причине влияния капиллярных барьеров. Преодоление последних мигрирующей нефтью в низкопроницаемых коллекторах достигается только в случае присутствия необходимого достаточного давления, которое может не обеспечиваться высотой залежи.

Для подтверждения вышеуказанной гипотезы проанализированы данные капилляриметрии в зависимости от интенсивности свечения ядра. Благодаря разделению по цвету, яркости и тону изображения в программе TextureRock выделены литологические разности в дневном свете, а светящиеся интервалы — в УФ-свете. Песчаники классифицированы на не светящиеся в ультрафиолете, обладающие слабым и интенсивным свечением (рис. 2, колонка «Ядро обработки ПО TextureRock»).

Анализ сопоставления коэффициентов пористости и проницаемости для коллекторов с различными ФЕС в зависимости от интенсивности свечения ядра показал, что при граничном значении Кпр = 0,3 мД, принятым для выделения коллекторов на данной площади, свечение наблюдается при Кпр > 1,2 мД (рис. 3), что можно принять за критическое значение коэффициента проницаемости для соблюдения условия нефтенасыщения выделенных коллекторов.

Зона 2 характеризуется значениями проницаемости, не превышающими 0,9 мД, поэтому вполне может являться недонасыщенной УВ в силу влияния капиллярных барьеров. Известно, что прямые качественные признаки выделяют абсолютный коллектор, но не учитывают его характер насыщения. По этой причине по данным ГИС наблюдается общая эффективная мощность коллектора с неравномерным насыщением (зона 1, 2 и 3). Наличие коллекторов без характерного свечения в УФ свете обеспечивает приток свободной пластовой воды по результатам испытаний.

Для подтверждения высоких значений коэффициента водонасыщенности в зоне 2 построена общая капиллярная модель насыщенности пласта с использованием модели Брукса и Кори. В процессе настройки капиллярной модели насыщенности на электрическую модель пласта уровень зеркала чистой воды принят на 30 м ниже принятого уровня ВНК. Согласно полученным результатам установлено, что значения коэффициента

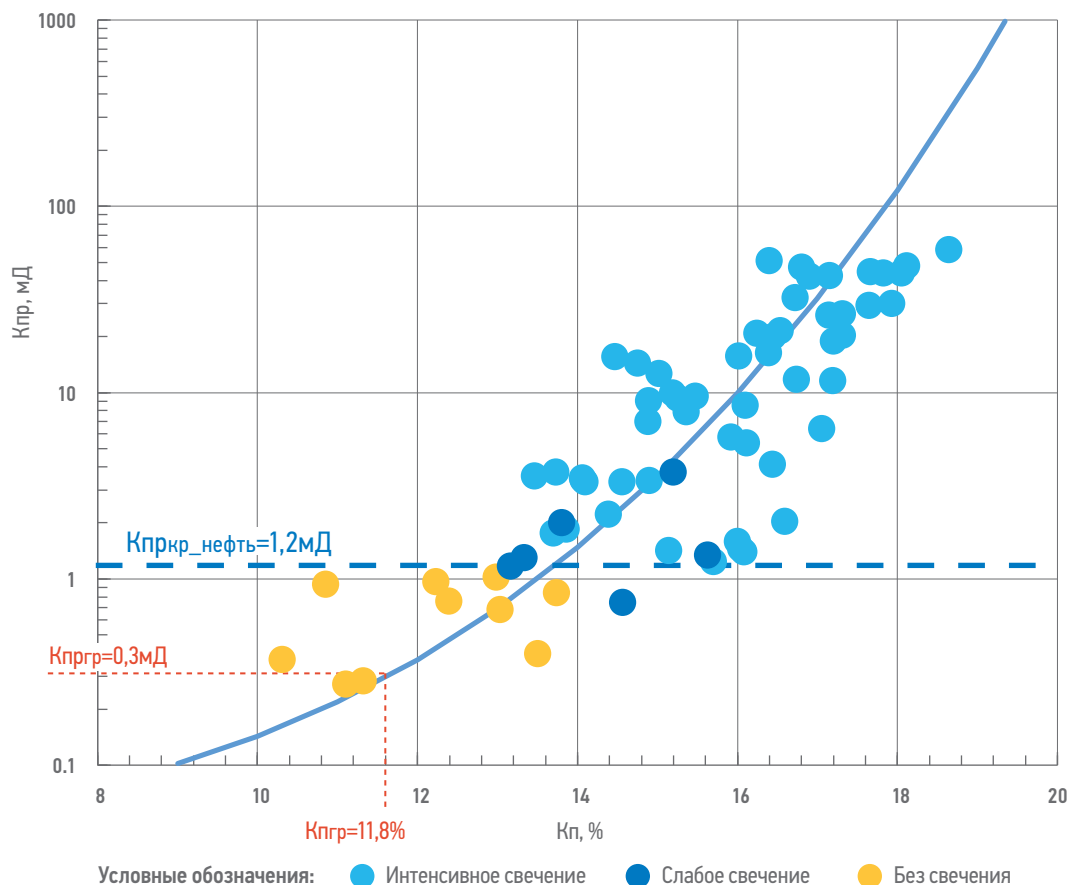


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости с нанесением интенсивности свечения в УФ-свете. Составлено авторами
Fig. 3. Dependence of the porosity coefficient on the permeability coefficient with the application of luminescence intensity in UV light. Prepared by the authors

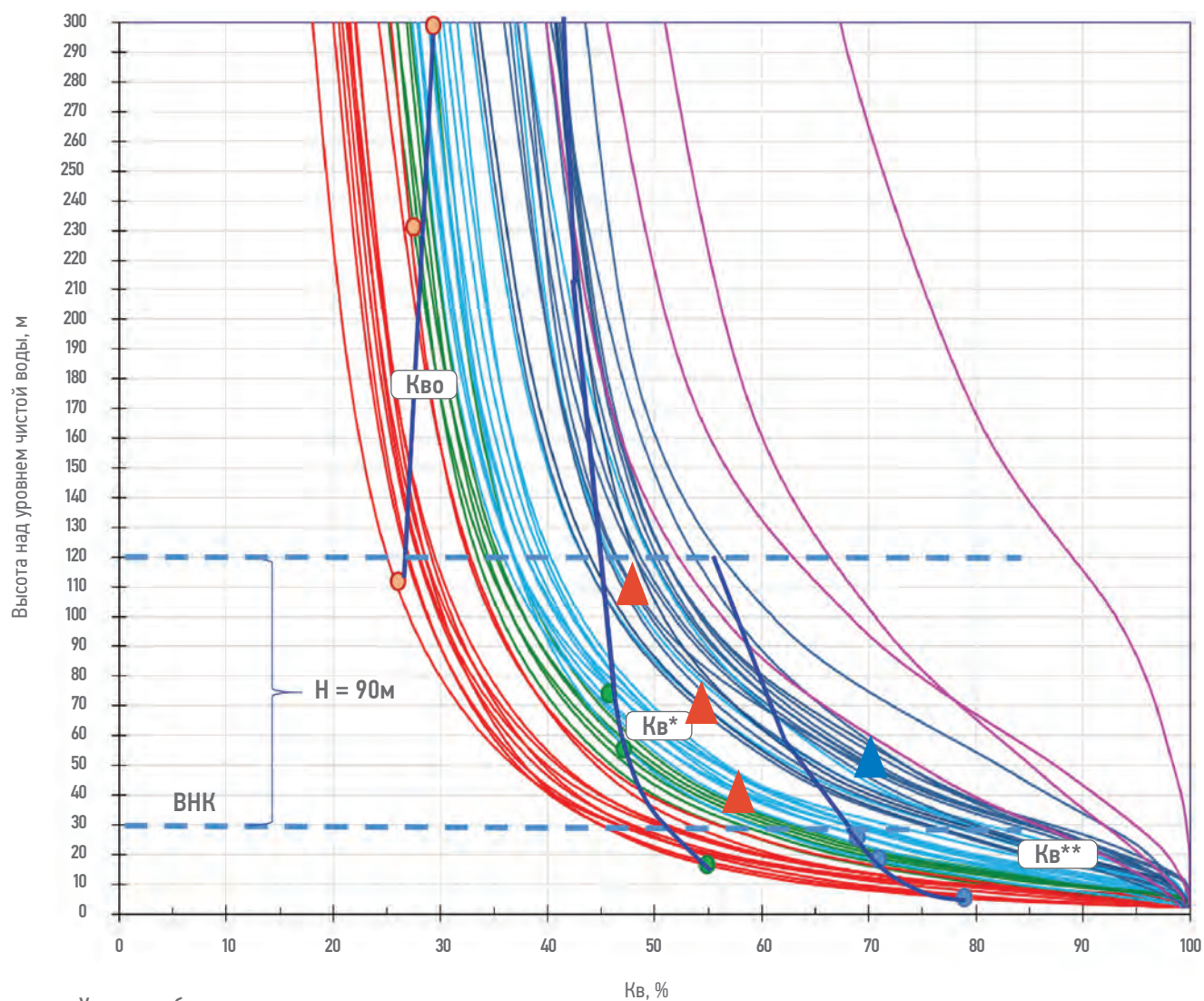
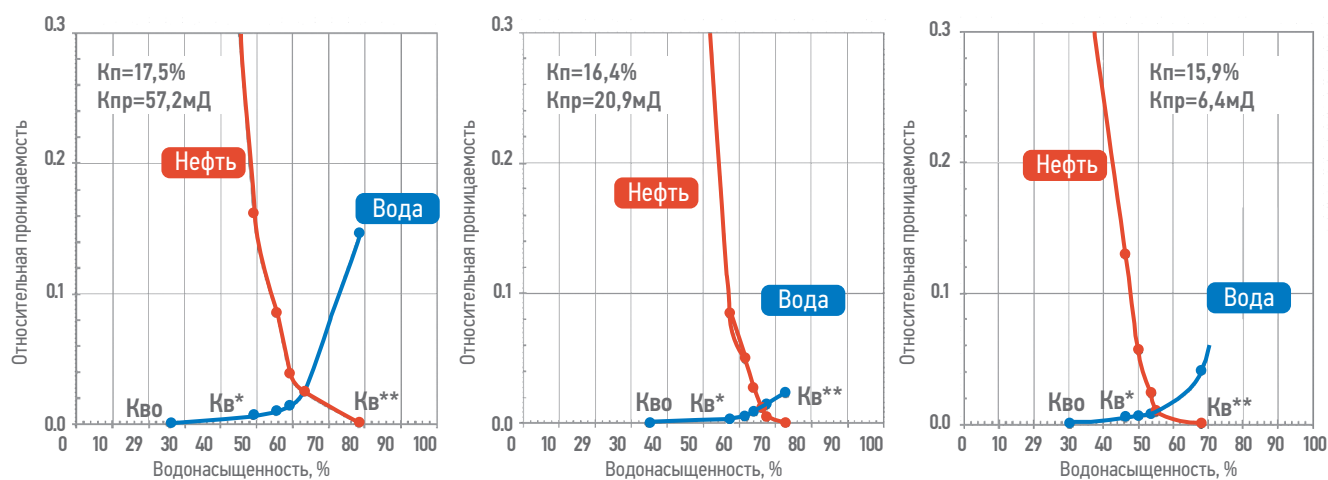
водонасыщенности в зоне 2 не опускаются ниже 75–80% (рис. 2, колонка Насыщенность). Для информативности на график (рис. 4) вынесены границы водонефтяного (ВНК) и высоты залежи, данные экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для различных ФЕС-коллекторов, а также данные испытаний в пределах контура нефтеносности. По данным относительных фазовых проницаемостей ОФП определены границы, условно разделяющие интервал получения воды ($K_v > K_v^{**}$), интервал двухфазной фильтрации ($K_v < K_v < K_v^{**}$) и интервал получения нефти ($K_v < K_v^*$). В соответствии с рисунком 4 при $K_{пр} < 1$ мД и текущей высоте залежи получение нефти из зоны 2 практически невозможно.

Таким образом, данные капилляриметрии и ОФП объясняют получение воды в зоне 2 пласта Ю3, а также получение смешанных притоков нефти и воды в зонах 1 и 3. В условиях слабой изученности керновыми исследованиями коллекторов с флюидальной неоднородностью имеет место использование постоянного критического

значения проницаемости [4], установленного ранее. С привлечением результатов исследований ОФП для прогноза, учитывающего геометрические параметры залежи, возможно установление «плавающего» критического значения, зависящего от высоты залежи, с использованием величины K_v^{**} . В рамках рассматриваемого пласта изучаемого месторождения выборка экспериментов ОФП ограничена тремя образцами, что не позволяет установить уверенную связь. Ограниченность в изученности и необходимость моделирования неоднородно насыщенного коллектора требуют дополнительных исследований для получения достоверных результатов.

ПОСТРОЕНИЕ ДВУМЕРНОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Ю3

По итогам комплексирования геолого-геофизических данных закартирована пластово-сводовая нефтяная залежь, литологически-экранированная в северной и восточной частях. Залежь характеризуется сложным



Условные обозначения:



K_v^* зона двухфазного притока

K_v^{**} = 1 – $K_{но}$

▲ результат испытания "нефть + вода"

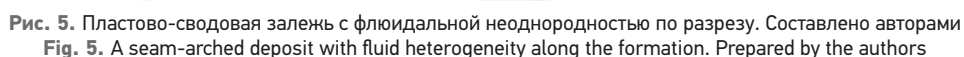
▲ результат испытания "вода"

Рис. 4. Анализ данных капилляриметрии и ОФП. Составлено авторами
Fig. 4. Analysis of capillarimetry and RPP data. Prepared by the authors

- Учет на этапе ГРР сильной изменчивости фракционно-минералогических

- Сложно спрогнозировать области развития недонасыщенных УВ-коллекторов. Требуется уточнение петрофизической модели в части прогноза проницаемости в зависимости от различных литотипов.

- установить критическое значение коэф-
фициента проницаемости, при котором



нефть вытесняет воду из порового пространства;

- обосновать геологическую природу формирования пятнистой нефтенасыщенности отложений пласта Ю3, учесть эти данные в петрофизической модели с последующим объяснением получения чистых и смешанных притоков в зависимости от высоты залежи.

Принятая авторами модель резервуара наиболее корректно отражает максимальную площадь возможного распространения нефтенасыщенных коллекторов. Как показывает практика, при благоприятных условиях зоны низкопроницаемых недонасыщенных УВ-коллекторов могут смениться нефтенасыщенными по мере ослабления влияния капиллярных барьеров.

- На дальнейшем этапе разбуривания залежи необходимо проведение полного

комплекса лабораторных исследований ядра и ГИС с целью контроля местоположения зон низкопроницаемых, недонасыщенных УВ-коллекторов. Своевременный контроль позволит не допустить преждевременную обводненность залежи на этапе разработки.

- Необходимо дальнейшее развитие и усовершенствование методик сейсмического прогноза, которые позволят закартировать маломощные и слабо выраженные по акустическим свойствам в разрезе недонасыщенные УВ-коллекторы.
- Детальное представление о залежи, осложненной неоднородно насыщенными коллекторами, позволяет минимизировать риски обводненности при доразведке объекта, а также способствует ее более оптимальной эксплуатации на этапе разработки.

Список литературы

1. Елишева О.В., Лазарь Е.Л., Лыжин Е.А., Сафонов В.Г., Жидков А.В., Жестков Д.Н. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неокомском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геолого-разведочных работ 2015–2019 гг. // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 11. — С. 32–37.
2. Акиншин А.В., Ефимов В.А. Проблемы описания и построения петрофизических моделей текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы-2014. М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель». — 2014. — С. 42–75.
3. Жижимонтов И.Н., Махмудов И.Р. и др. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 3. — С. 30–35.
4. Акиншин А.В., Родивилов Д.Б. и др. Детальное изучение литолого-петрофизических свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 6. — С. 16–19.
5. Родивилов Д.Б., Кантемиров Ю.В., Махмудов И.Р., Акиншин А.В. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности // Монография. ООО «Тюменский нефтяной научный центр». — Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. — С. 41–48.
6. Большаков Ю.Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. — С. 28–31.

References

1. Elisheva O.V., Lazar E.L., Lyzhin E.A., Safonov V.G., Zhidkov A.V., Zhestkov D.N. The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the Jurassic and Neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015–2019. *Oil industry*. 2020, no. 11, pp. 32–37. (In Russ.)
2. Akinshin A.V., Efimov V.A. *Problems of description and construction of petrophysical models of texturally heterogeneous sandstone-siltstone-clay reservoirs*. In: *Petrophysics of complex reservoirs: problems and prospects* — 2014. Moscow: EAGE Geomodel, 2014. P. 42–75. (In Russ.)
3. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R. et al. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. *Oil industry*. 2022, no. 3, pp. 30–35. (In Russ.)
4. Akinshin A.V., Rodivilov D.B., Yatsenko V.M., Makhmutov I.R., Anokhin A.V. Detailed study of lithological and petrophysical properties of texturally heterogeneous terrigenous reservoirs of Western Siberia. *Oil industry*. 2023, no. 6, pp. 16–19. (In Russ.)
5. Rodivilov D.B., Kantemirov Y.V., Makhmutov I.R., Akinshin A.V. Practical guide to petrophysical modeling of hydrocarbon saturation. Tyumen: Express, 2023. Pp. 41–48. (In Russ.)
6. Bolshakov Y.Y. *Dynamic modeling of oil and gas reservoirs: Lectures Course*. Tyumen: TSOGU, 2003. Pp. 28–31. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Н. Мельникова — введение, постановка проблемы, характеристика геологического строения пласта Ю3, построение двумерных моделей залежи, оценка преимуществ и недостатков, рекомендации по дальнейшему применению моделей в зависимости от поставленных задач, выводы.

Maria N. Melnikova — introduction, problem statement, characterization of the geological structure of the J3 Formation, construction of two-dimensional reservoir models, evaluation of advantages and disadvantages, recommendations for further application of the models depending on the tasks, conclusions.

Ю.В. Шилова — анализ керна и ГИС, построение петрофизических зависимостей, обработка фото керна, построение капиллярно-фильтрационной модели, выводы.

А.В. Анохин — анализ керна и ГИС, построение петрофизических зависимостей, обработка фото керна, построение капиллярно-фильтрационной модели, выводы.

Yulia V. Shilova — core and well logging analysis, construction of petrophysical relationships, core photo processing, construction of capillary-filtration models, conclusions.

Artem V. Anokhin — core and well logging analysis, construction of petrophysical relationships, core photo processing, construction of capillary-filtration models, conclusions.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мария Николаевна Мельникова — главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Юлия Владимировна Шилова — заведующий сектором, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Артем Васильевич Анохин* — главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.
e-mail: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

Maria N. Melnikova — Senior specialist, RN-Geology Research Development

Yulia V. Shilova — Head of the Sector, RN-Geology Research Development

Artem V. Anokhin* — Senior specialist, RN-Geology Research Development
42, Maxim Gorky str., 625048, Tyumen, Russia
e-mail: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author