DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

УДК 550.8 I Научная статья

Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи

Родивилов Д.Б., Гречнева О.М., Натчук Н.Ю., Русанов А.С.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Современный этап геологического изучения ачимовских отложений Западной Сибири характеризуется достаточно большим объемом промысловой информации, свидетельствующей о наличии зон свободной (подвижной) воды. Изучение природы обводненности продуктивных пластов и моделирование данного процесса являются приоритетными направлениями снижения рисков эксплуатационного бурения на лицензионных участках Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. За основу работы принята гипотеза образования подобных зон за счет внедрения элизионных вод, высвободившихся из уплотненных глин при тектонодинамическом сжатии пород и образовании локального структурного поднятия в газоносном пласте. Работа посвящена созданию петрофизической основы для моделирования процесса обводнения пласта согласно описанному механизму.

Материалы и методы

На основе специальных исследований кернового материала ачимовских отложений проведена адаптация электрической модели коллектора к условиям опреснения поровой воды, а также разработана его фильтрационная модель (для системы «газ-вода») по методологии «LET». Итогом является комплексирование моделей в единую модель насыщенности и ее верификация результатами испытаний скважин.

Ключевые слова

ачимовские отложения, элизионные воды, электрическая модель насыщенности, фильтрационная модель «LET»

Для цитирования

Родивилов Д.Б., Гречнева О.М., Натчук Н.Ю., Русанов А.С. Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

Поступила в редакцию: 10.11.2021

UDC 550.8 I Original Paper

Petrophysical basis for modeling expelled water in gas saturated reservoirs of the Achimov sequence

Rodivilov D.B., Grechneva O.M., Natchuk N.Yu., Rusanov A.S.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The current stage of geological study of the achimov deposits of Western Siberia is characterized by a sufficiently large volume of field data, indicating the presence of free (mobile) water zones. The study of the nature of water-cut of net reservoirs and modeling of this process are priority areas for reducing risks of operational drilling within the licensed areas of the Urengoskoye oil and gas condensate field. The work is based on the hypothesis of such zones formation due to expelled water released from compacted clays during tectonic-dynamic compression of rocks and formation of a local structural uplift in the gas saturated reservoir. The paper is devoted to creating a petrophysical basis for modeling the process of reservoir water-cut according to the described mechanism.

Materials and Methods

Based on special analysis of core from the achimov deposits, the electrical model of the reservoir was matched to the conditions of pore water desalting and its flow model (gas-water system) was built according to “LET” methodology. As a result, all models were integrated into a single saturation model that was verified by well test results.

Key words

achimov deposits, expelled water, electrical model of saturation, flow model “LET”

For citation

Rodivilov D.B., Grechneva O.M., Natchuk N.Yu., Rusanov A.S. Petrophysical basis for modeling expelled water in gas saturated reservoirs of the Achimov sequence. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

Received: 10.11.2021

Ачимовские продуктивные отложения являются основным объектом разработки на территории Восточно-Уренгойского лицензионного участка (ВУ ЛУ). Сложность геологического строения неструктурных ловушек Ачимовской толщи обусловлена разнонаправленной литолого-петрофизической неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и многокомпонентным составом углеводородов (нефть, газ, вода). Однако основная проблема освоения связана с неподчинением характера насыщенности антиклинально-гравитационной концепции формирования залежей углеводородов.

Проблема трудно прогнозируемой насыщенности ачимовских клиноформ проявляется на газовых месторождениях-гигантах севера Западной Сибири (Уренгойское, Ямбургское) в основном в виде локализованных зон обводнения продукции [1, 2]. На нефтяных месторождениях, например, Имилорском, особенности обводненности продукции рассматриваются в рамках концепции «пятнистой» насыщенности разреза [3, 4].

Настоящая работа является развитием гипотезы формирования зоны свободной воды на ВУ ЛУ в результате внедрения элизионных вод, высвободившихся из-за сжатия глинистых толщ, которое произошло вследствие тектонической активности и формирования локального поднятия в пласте $Ач_5$, в южной части ЛУ [5].

Данная гипотеза является весьма новой, и несмотря на то, что находит свое отражение на соседних участках и месторождениях-аналогах, она требует надежную доказательную базу, которая может быть получена в результате гидродинамического моделирования. Однако для этого необходимо разработать петрофизическую основу путем решения следующих задач:

- разработать гибкую электрическую модель коллектора, которая сможет учитывать изменение характеристик токопроводящей среды на фоне опреснения исходной пластовой воды в результате разбавления ее пресными элизионными водами;
- на основе результатов обработки определений относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на керне в системе «газ-вода» разработать модель движения двухфазного потока через поровое пространство коллектора в зависимости от его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
- провести интеграцию электрической и фильтрационной моделей для целей разработки инструмента оценки характера насыщенности коллекторов по данным ГИС.

Адаптация электрической модели коллектора

Согласно фундаментальным работам авторов [6–8], воды, отжатые из глин, обладают очень низкой минерализацией и являются практически пресными. Таким образом, базовое значение минерализации для пластов Ачимовской толщи Уренгойского региона равное 10 г/л, в случае внедрения элизионных вод, будет снижаться в зависимости от интенсивности этого процесса.

По сообщениям различных исследователей [1, 9, 10], минерализация вод ($C_в$) Ачимовской толщи Уренгойского месторождения характеризуется значительным диапазоном изменения от 4,9 до 14,8 г/л. В нашем случае для водогазовой зоны условно достоверное значение минерализации — это 3,7 г/л. Проба получена после 15 суток работы скважины при накопленном объеме воды 1 957 м³. Естественно, что такие существенные отклонения от базовой величины $C_в$ могут приводить к значительным ошибкам при оценке коэффициента водонасыщенности ($K_в$) с применением системы взаимосвязей Арчи—Дахнова [11, 12]. Этот эффект обусловлен более активным включением двойного электрического слоя в общую проводимость породы при снижении минерализации свободной воды [13, 14].

Для целей моделирования влияния минерализации на УЭС водонасыщенных пород проведена серия экспериментов с насыщением одной коллекции из 20 образцов моделями вод с различной минерализацией: 4, 7, 10, 20 и 50 г/л. В результаты исследований аппроксимированы классическим уравнением для параметра пористости ($P_п$):

$$P_п = a / K_п^{\,m} \qquad (1)$$

где $K_п$ — коэффициент пористости (д. ед.); a и m — эмпирические коэффициенты, которые имеют тесные корреляционные связи с УЭС моделей вод ($\rho_в$) (рис. 1 а). Это обстоятельство позволяет на основе уравнения (1) разработать универсальную трехмерную зависимость параметра пористости от $K_п$ и $\rho_в$, в графическом виде представленную на рисунке 1 б.

Фильтрационная модель коллектора

Характеристики относительной фазовой проницаемости изучены на 35 составных моделях пласта (11 из них по ВУ ЛУ) в процессе выполнения экспериментов по стационарной фильтрации в системе «газ-вода». Обработка результатов проводилась по методологии «LET» [15].

Принцип нормировки и выбор «концевых» точек (S_{wcr}, $1\text{-}S_{gcr}$, K_{rgr}, K_{rwr}) кривых ОФП представлен на рисунке 2. Стоит отметить, данный подход отличается от классических для петрофизики представлений о выборе критических значений тем, что в качестве $K_в^*$ (S_{wcr}) и $K_в^{**}$ ($1\text{-}S_{gcr}$) принимаются не первые фактические точки подъема кривых ОФП (или критические значения функции Баклея—Леверетта), а значения, соответствующие ½ между этими и последующими точками. Данный принцип базируется на устранении возможной статической ошибки, связанной с «мертвым» окном между фактическими замерами фазовых проницаемостей. Нормировка насыщенности не отличается от принципа, предложенного еще Р. Коллинзом [13], согласно которому нормированная водонасыщенность (S_{wn}), а также нормированные ОФП по газу (K_{rgn}) и воде (K_{rgw}) равны:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{gcr}} \qquad (2)$$

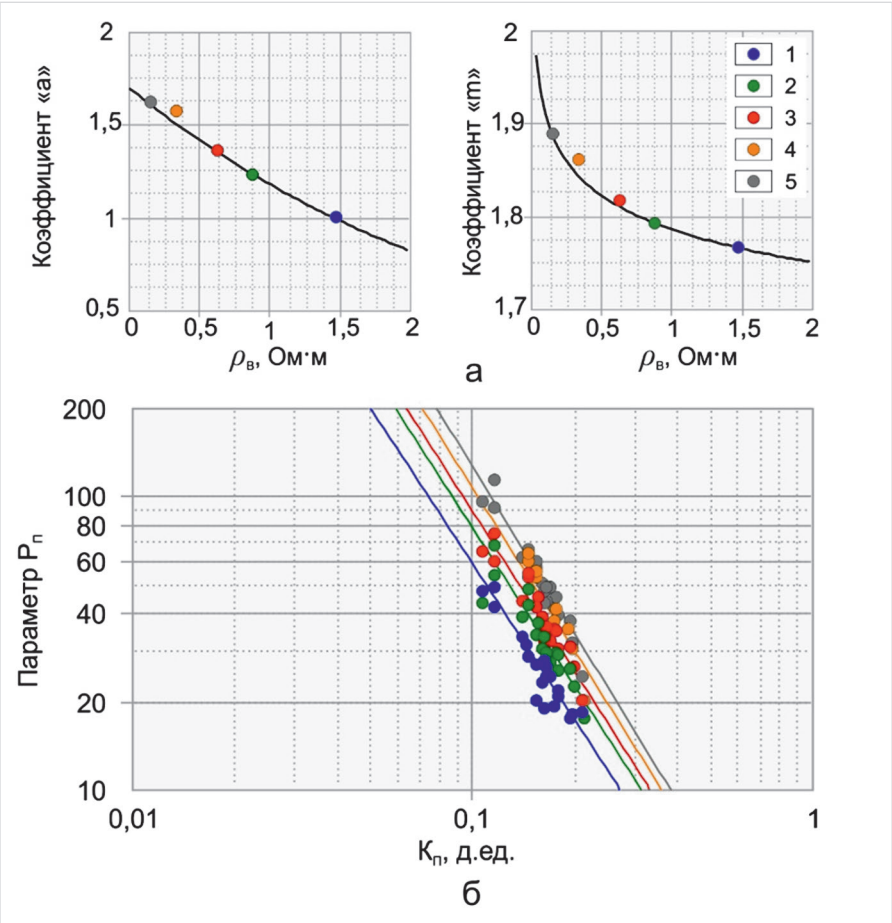

Рис. 1. Адаптация электрической модели к условиям непостоянства минерализации: а — зависимости коэффициентов «а» и «m» от УЭС моделей вод; б — итоговая трехмерная зависимость параметра пористости от коэффициента пористости и УЭС моделей. Водминерализация моделей пластовых вод, г/л: 1 — 4, 2 — 7, 3 — 10, 4 — 20, 5 — 50
Fig. 1. Electrical model matching to salinity inconstancy conditions: a – function of "a" and "m" coefficients vs. electrical resistivity model; б – final 3D function of FVF vs. porosity and electrical resistivity model. Formation water salinity models, g/l: 1 – 4, 2 – 7, 3 – 10, 4 – 20, 5 – 50

$$K_{rgn} = \frac{K_{rg}}{K_{rgr}} \quad (3)$$

$$K_{rwn} = \frac{K_{rw}}{K_{rwr}} \quad (4)$$

Согласно методологии «LET», уравнения аппроксимации для нормированных ОФП по газу и воде имеют вид:

$$K_{rgn} = \frac{\left(1 - S_{wn}\right)^{L_g}}{\left(1 - S_{wn}\right)^{L_g} + E_g \times S_{wn}^{\ T_g}} \quad (5)$$

$$K_{rwn} = \frac{S_{wn}^{\ L_w}}{S_{wn}^{\ L_w} + E_w \times \left(1 - S_{wn}\right)^{T_w}} \quad (6)$$

где L_g, E_g, T_g и L_w, E_w, T_w — это эмпирические коэффициенты, отвечающие за форму кривых ОФП для газа и воды соответственно. Значения коэффициентов определяются при аппроксимации данных, как это показано на рисунке 2 б.

Далее водонасыщенность и ОФП «денормируется» с помощью корреляционных связей для «концевых» точек. После «денормирования» уравнения (5) и (6) преобразуются в трехмерные зависимости фазовой проницаемости (по газу и воде) от коэффициентов водонасыщенности и абсолютной проницаемости. Разработанная таким образом фильтрационная модель отражает процесс пропитки водой газонасыщенного пласта и движение двухфазного потока через коллектор в зависимости от его абсолютной проницаемости.

Модель насыщенности коллектора

Метод комплексирования электрической и фильтрационной моделей для оценки характера насыщенности пород-коллекторов предложен Б.Ю. Вендельштейном еще в 1979 г [16]. Принцип комплексирования заключается в решении системы уравнений относительно УЭС пласта ($\rho_п$):

$$\begin{cases} \rho_п = P_п \times P_н \times \rho_в \\ P_п = \rho_{вп} / \rho_в = a / K_п^{\ m} \\ P_н = \rho_п / \rho_{вп} = 1 / K_в^{\ n} \\ K_в^* = c^* / K_п^{\ d^*} \\ K_в^{**} = c^{**} / K_п^{\ d^{**}} \end{cases} \quad (7)$$

Решение системы (7) выполняется отдельно для критического значения $K_в$* (граница между чисто газовой и водогазовой зонами насыщенности) и $K_в$** (граница между водогазовой и чисто водной зонами). При этом корреляционные зависимости для критических значений разработаны с учетом принципов выбора «концевых» точек для методологии «LET» (рис. 3). Коэффициенты a и m приняты как функции, выведенные ранее эмпирическим путем (рис. 1). В графическом виде разработанная таким образом модель насыщенности представлена на рисунке 4.

На данный момент верифицировать разработанную модель возможно только путем сопоставления с геолого-геофизическими характеристиками (УЭС, $K_п$) пород по испытанным интервалам, в зонах для которых минерализация вод известна. Стоит отметить, что для подобного анализа необходимо использовать только данные по интервалам испытаний, в которых не применялись меры по интенсификации притока (гидроразрыв пласта). К сожалению, в районе водогазовой зоны (ВГЗ) этому условию соответствует только одна скважина, информация по которой отражена на рисунке 4 б.

При фиксированном значении минерализации 10 г/л модель насыщенности для чистой газовой зоны (ЧГЗ) подтверждается фактическими данными — все точки лежат выше границы $K_в$* в зоне однофазного насыщения газом (рис. 4). Также результаты испытаний со смешанным притоком в скважине (в районе ВГЗ) соответствуют минимальному значению минерализации воды 3,7 г/л, однако данный факт не означает, что это значение можно распространить для всей зоны.

В условиях, вероятно, неравномерного внедрения пресных элизионных вод в залежь описание распределения минерализации пластовой воды по площади и разрезу является нетривиальной задачей. Однако без решения этой проблемы применение разработанной модели будет иметь значительную степень неоднозначности при определении $K_в$ и характера насыщенности коллекторов в районе ВГЗ.

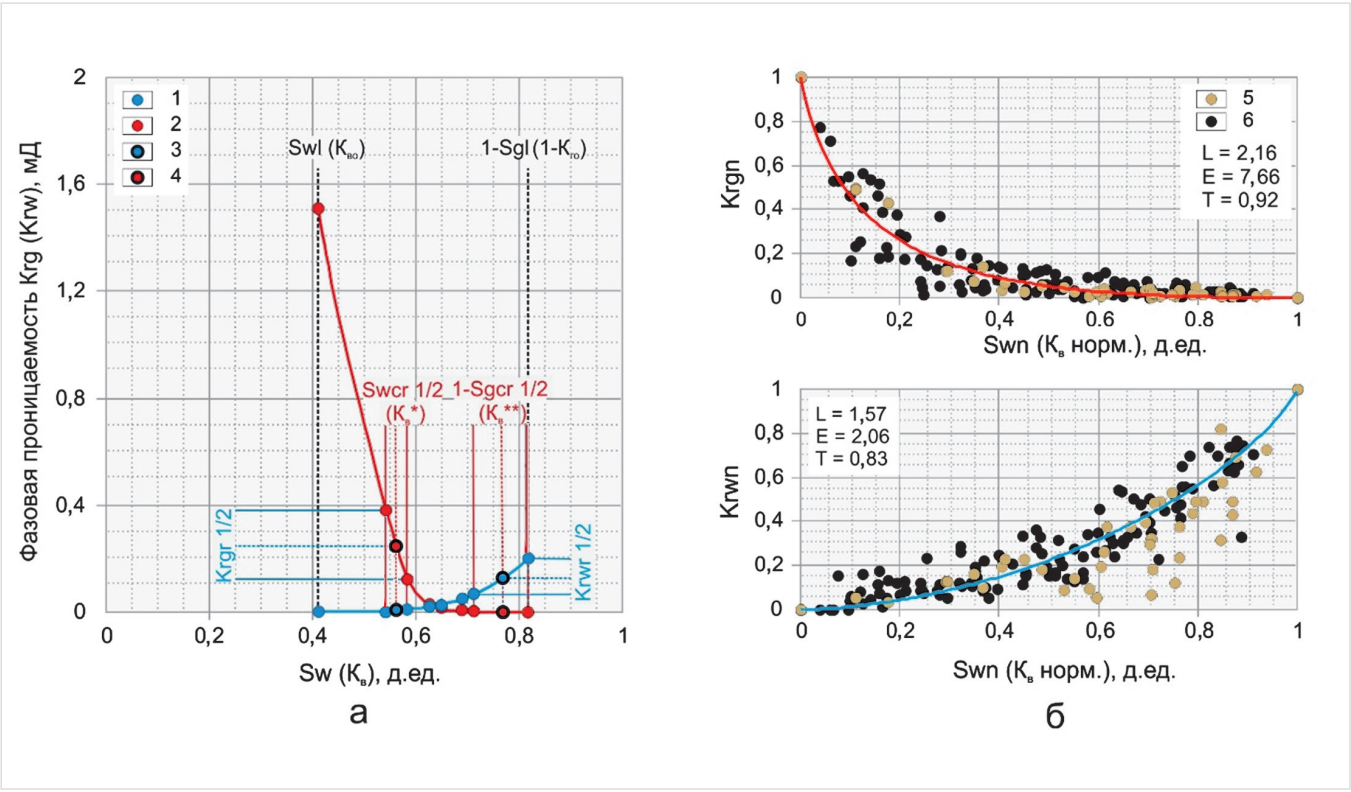

Рис. 2. Схематичное отражение принципа выбора «концевых» точек — а и аппроксимация нормированных значений ОФП (по газу и воде) методологии «LET» — б

1, 2 — фактические замеры фазовой проницаемости по воде и газу; 3, 4 — «концевые» точки при нормировке кривых фазовых проницаемостей; 5, 6 — нормированные значения фактических данных по ОФП-исследованиям керна Восточно-Уренгойского и соседних лицензионных участков

Fig. 2. Schematic representation of a principle for selecting end points – a and approximation of standardized values of relative permeability (gas and water) by LET methodology – b

1, 2 – actual measurements of gas and water permeability; 3, 4 – end points when standardizing phase permeability curves; 5, 6 – standardized values of actual data on relative permeability of core from the Vostochno-Urengoysky and neighboring license areas

Заключение

Последующее развитие модели возможно в рамках уточнения характера опреснения (изменения исходной минерализации), которое можно произвести посредством гидродинамического моделирования и сопоставления результатов с фактическими данными по испытаниям и освоению скважин.

Итоги

Проведенный комплексный анализ результатов исследования керна ачимовских отложений Восточно-Уренгойского лицензионного участка позволил разработать модели, которые описывают процесс фильтрации воды через газонасыщенную породу и изменение характеристик токопроводящей среды (УЭС пород) по мере опреснения свободной воды.

Выводы

Комплексирование разработанных электрической и фильтрационной моделей позволит прогнозировать степень, а следовательно, и характер насыщенности пород в процессе заводнения пласта. Последующее развитие подхода возможно в рамках уточнения характера опреснения (изменения исходной минерализации), которое можно произвести посредством гидродинамического моделирования и сопоставления результатов с фактическими данными по испытаниям и освоению скважин.

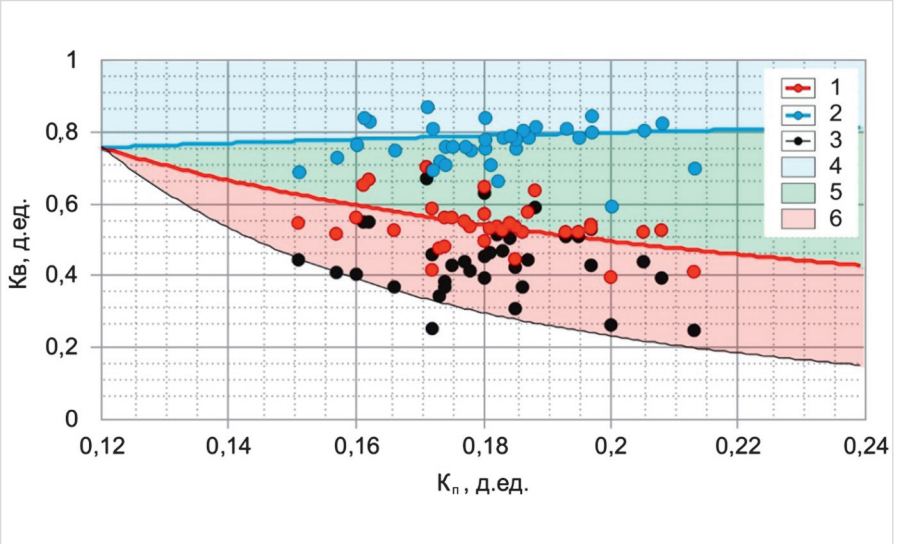

Рис. 3. Обоснование границ двухфазной фильтрации по зависимостям критических значений водонасыщенности от пористости пород
1, 2 — уравнения аппроксимации $К_в$ (S_{wcr}) и $К_в$**(1-S_{gcr}); 3 — граница области точек $К_{во}$;*
4, 5, 6 — зоны насыщения коллектора водой, водой с газом и газом
Fig. 3. Justification of two phase flow boundaries based on the function of critical water saturation vs. rock porosity
1, 2 – equations for approximating S_w (S_{wcr}) and S_w**(1-S_{gcr}); 3 – outline of swirr points area $S_{во}$;*
4, 5, 6 – zones of reservoir saturation with water, water and gas, gas

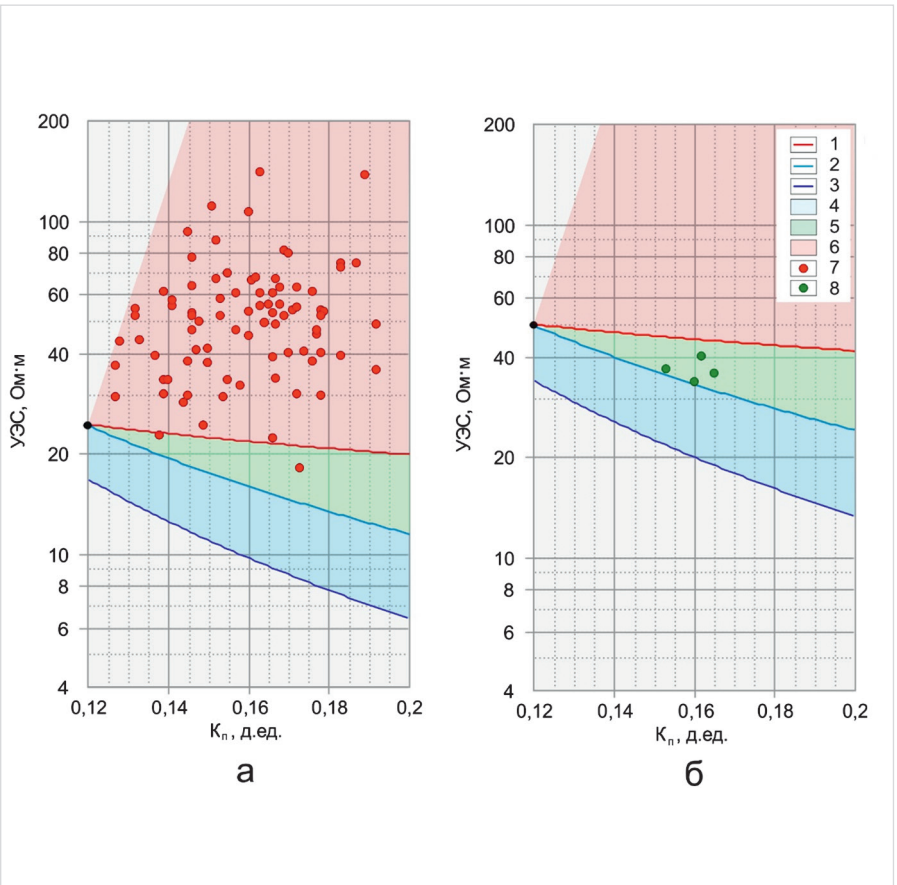

Рис. 4. Сопоставление модели насыщенности с фактическими характеристиками коллекторов в интервалах испытаний скважин в чисто газовой зоне при $С_в$ = 10 г/л — a, водогазовой зоне при $С_в$ = 3,7 г/л — b
1, 2, 3 — уравнения аппроксимации для УЭС при $К_в$, $К_в$** и $К_в$ = 1 д. ед.; 4, 5, 6 — зоны насыщения коллектора водой, водой с газом, и газом; 7, 8 — интервалы коллектора, при испытании которых получен газ, вода с газом*
Fig. 4. Saturation model vs. actual reservoir properties in well testing intervals in net gas pay zone at S_w = 10 g/l – a, Water-Gas zone at S_w = 3,7 g/l – b
1, 2, 3 – equations for electrical resistivity approximation at S_w, S_w** and S_w = 1 un.frac.;*
4, 5, 6 – zones of reservoir saturation with water, water and gas, gas; 7, 8 – intervals with gas, water with gas obtained while testing

Литература

1. Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А., Наумов А.А., Останков А.В., Ниткалиев И.М. Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть» // PROнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 3. С. 16–25.
2. Калашникова М.П., Яневиц Р.Б., Натчук Н.Ю., Ситдиков Р.Р. Моделирование характера насыщения на основе сейсмического прогноза петрофизических параметров (на примере ачимовских отложений месторождения в ЯНАО) // Нефтяная провинция. 2019. № 3. С. 115–128.
3. Кузнецов А.В., Шаламова В.И., Вершинина И.В., Коваленко М.А., Гильманова Н.В., Баженова Е.С. Опыт построения ГДМ в условиях флюидальной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения // Недропользование XXI век. 2018. № 6. С. 146–155.
4. Касаткин В.Е., Гильманова Н.В., Москаленко Н.Ю. и др. Анализ текстурной неоднородности ачимовских резервуаров Имилорского месторождения при оценке характера насыщения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 18–23.
5. Гречнева О.М. Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2021. № 3. С. 32–37.
6. Крюков П.А. Методы выделения почвенных растворов // Современные методы исследования физико-химических свойств почв: Вып. 2. М.: АН ССР, 1947. 251 с.
7. Флерова Л.И. О содержании йода и брома в поровых растворах мезозойских отложений Западной Сибири // Известия

высших учебных заведений. Геология и разведка. М., 1966. № 6. С. 96–100.
8. Котова М.С. Об изменении состава и минерализации поровых вод при выжимании их из глин // Записки ЛГИ: 1965. Том 48. № 2. С. 88–97.
9. Мухидинов Ш.В., Беляков Е.О. Определение интервалов с наличием подвижной воды в отложениях ачимовской толщи // PROнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 4. С. 34–39.
10. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В. и др. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса. М.: Недра, 2013. С. 171–181.
11. Кобранова В.Н. Петрофизика. М.: Недра, 1986. 392 с.
12. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. (Физика горных пород). М.: ФГУП Нефть и газ, 2004. 368 с.
13. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости. М.: Недра, 1964. С. 181–193.
14. Мамяшев В.Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. «Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири». Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 152 с.
15. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International symposium of the society of core analysts held. Canada Toronto, 2005, 21–25 August, 12 p. (In Eng).
16. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости. М.: Труды МИНХиГП, № 144. 1979, С. 20–30.

ENGLISH

Results
The comprehensive analysis of the study of core from the achimov deposits of the Vostochno-Urengoyskoe license area allowed building models that describe the process of water flowing through gas-saturated rock and changes in conductivity parameters (rocks electrical resistivity) as free water desalting.

Conclusion
Integration of electrical and flow models will make it possible to predict the degree and, consequently, the nature of rocks saturation in the process of reservoir flooding. The subsequent development of the approach is possible within the framework of clarifying the nature of desalting (changes in the initial salinity), which can be carried out through dynamic modeling and comparing the results with the actual data on wells testing and development.

References
1. Pleshanov N.N., Pescova D.N., Zavoeva A.A. Complex analysis of factors that influenced on water saturation forecast of achimov formation at gazpromneft licence blocks. Proneft. Professionally about oil, 2020, issue 3, P. 16–25. (In Russ).
2. Kalashnikova M.P., Yanevits R.B., Natchuk N.Yu., Sitdikov R.R. Modeling of saturation behavior based on seismic forecast of petrophysical parameters (on the example of Achimov deposits of a field in YANAO). Neftyanaya Provintsiya, 2019, issue 3, P. 115–128. (In Russ).
3. Kuznezov A.V., Shalamova V.I., Vershinina I.V. The experience of building a hydrodynamic model in the conditions of fluid heterogeneity of productive strata of the Imilorsky field. Nedropolzovanie XXI vek, 2018, issue 6, P. 146–155. (In Russ).
4. Kasatkin V.E., Gilmanova N.V., Moskalenko N.Yu. Analysis of Achimov reservoirs' texture heterogeneity of Imilorsky deposit when assessing the nature of saturation. Geology, geophysics and development of oil and gas deposits, 2016, issue 11, P. 18–23. (In Russ).
5. Grechneva O.M. The hypothesis of gravitational water development in Achimov formations. Gas industry, 2021, issue 3, P. 32–37. (In Russ).
6. Kryukov P.A. Methods for identifying soil solutions. Modern methods of analysis of soil physical-chemical properties: Edition 2. Moscow: AN SSR, 1947, 251 p. (In Russ).
7. Flerova L.I. On the content of iodine and bromine in pore solutions of Mesozoic deposits in Western Siberia. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration, 1966, issue 6, P. 96–100. (In Russ).
8. Kotova M.S. On the changes of pore water composition and salinity when pressing out of clay. Journal of Mining Institute, 1965, Vol. 48, issue 2, P. 88–97. (In Russ).
9. Mukhidinov S.V., Belyakov E.O. Determination of mobile water in reservoirs of Achimov thickness. Proneft. Professionally about oil, 2020, issue 4, P. 34–39. (In Russ).
10. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V. The initial composition of formation water as a basis of hydrochemical control of development of the Achimov deposits of the Urengoyskoye oil gas condensate field. Priority directions of the Urengoyskoye complex development. Moscow: Nedra, 2013, P. 171–181. (In Russ).
11. Kobranova V.N. Petrophysics. Moscow: Nedra, 1986, 392 p. (In Russ).
12. Dobrynin V.M., Wendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrophysics (Physics of rocks). Moscow: FGUP Neft i gaz, 2004, 368 p. (In Russ).
13. Wendelstein B.Yu., Ellansky M.M. The influence of rocks adsorptive properties on the dependence of relative resistivity from porosity. Moscow: Nedra, 1964, issue 40, P. 181–193. (In Russ).
14. Mamiashev V.G. Petrophysical models of sedimentary cover of West Siberian Plain. Justification of oil and gas estimate parameters for West Siberia deposits. Tyumen: TyumGNGU, 2014, P. 152. (In Russ).
15. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International symposium of the society of core analysts held. Canada Toronto, 2005, 21–25 August, 12 p. (In Eng).
16. Wendelstein B.Yu. Geophysical indicators of a productive oil reservoir based on the laws of phase permeability. Moscow: MINHiGP, issue 144, 1979, P. 20–30. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родивилов Данил Борисович, к.г.-м.н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Гречнева Олеся Михайловна, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Натчук Никита Юрьевич, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Русанов Александр Сергеевич, заместитель генерального директора по газовым проектам, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Rodivilov Danil Borisovich, ph.d. of geological and mineralogical sciences, expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvrodivilov@tnnc.rosneft.ru

Grechneva Olesya Mikhailovna, deputy head of division, "Tyumen petroleum research Center" LLC, Tyumen, Russia

Natchuk Nikita Yurievich, head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Rusanov Aleksandr Sergeevich, deputy general director for gas projects, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia