

УДК 553.98.048-047.58

ТЕХНОЛОГИЯ 3D-МОДЕЛИРОВАНИЯ НАЧАЛЬНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ В ПЕРЕХОДНОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНЕ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ КАПИЛЛЯРИМЕТРИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Потехин Денис Владимирович^{1,2},
Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com

Ширяев Евгений Олегович³,
Shiriaev.EO@pnsh.ru

Галкин Сергей Владиславович²,
doc_galkin@mail.ru

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

³ ООО «ПИТЦ «Геофизика»,
Россия, 614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16А.

Актуальность. 3D-распределение начальной нефтенасыщенности в объеме залежи является одним из ключевых элементов геолого-технологического моделирования, во многом определяя качество последующих проектных решений разработки. В публикации представлен анализ современного состояния проблемы изучения водонефтяной переходной зоны и распределения в ней нефтенасыщенности. Показано, что для терригенных гидрофильных коллекторов электрический боковой каротаж достаточно надежно контролирует флюидонасыщение пустотного пространства нефтяной части залежи, что предполагает возможность его использования при прогнозе совместно с методом капилляриметрии. Разработка методологии комплексного учета при определении нефтенасыщенности удельных электрических сопротивлений пород по данным геофизических исследований скважин и капилляриметрических исследований ядра позволяет повысить достоверность 3D-геологического моделирования нефтяных залежей.

Цель: оценить возможность достоверного определения нефтенасыщенности терригенных гидрофильных коллекторов путем комплексирования данных электрического бокового каротажа, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и капилляриметрических исследований ядра, построить 3D-модель распределения начальной нефтенасыщенности коллекторов в нефтяной залежи с учетом выделения водонефтяной переходной зоны.

Объект: нефтенасыщенные терригенные коллекторы нефтяной залежи (Пермский край).

Методика: многомерное математическое моделирование при разработке методологии определения начальной нефтенасыщенности коллекторов на основе комплекса геофизических исследований скважин и капилляриметрических исследований ядра, построение 3D-распределения начальной нефтенасыщенности залежи с учетом параметров водонефтяной переходной зоны.

Результаты. Авторами на основе разработанной методики для залежи пласта Бб Аспинского месторождения построена 3D-модель распределения начальной нефтенасыщенности. Для изученной залежи проведен анализ распределения зон свободного насыщения, недосыщения, переходной зоны и предельного нефтенасыщения. Полученная 3D-модель может использоваться при геолого-технологическом моделировании разработки нефтяной залежи.

Ключевые слова:

Геологическое моделирование, переходная водонефтяная зона, нефтенасыщенность, водонасыщенность, метод капилляриметрии, геофизические исследования скважин, удельное электрическое сопротивление, боковой электрический каротаж.

Введение

Формирование начального положения водонефтяного контакта (ВНК) контролируется особенностями строения переходных зон на границе вода–нефть. Под переходной водонефтяной зоной обычно понимают объем продуктивного пласта с водонасыщенностью (K_v), изменяющейся от 100 % у зеркала свободной воды до остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) в нефтяной части залежи. Таким образом, мощность переходной водонефтяной зоны соответствует ее высоте над уровнем зеркала свободной воды ($H_{у\text{св}}$).

До активного внедрения технологий цифрового геологического 3D-моделирования для залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции величины

$H_{у\text{св}}$ оценивались как невысокие (менее 1 м), близкие к разрешающей способности структурных построений. При таком подходе геологическая модель упрощалась, а поверхность ВНК для всей залежи принималась горизонтальной на уровне, выше которого при опробовании получают чистую нефть. Стандартом определения коэффициента начальной нефтенасыщенности (K_n) для всего объема залежи выше ВНК являлся расчет по формуле $K_n = 1 - K_{ов}$. В свою очередь $K_{ов}$ определялся на основе исследований ядра через зависимость от коэффициента пористости $K_{ов} = f(K_p)$ [1, 2]. Согласно современным представлениям в условиях гидрофильных коллекторов в зависимости от их неоднородности и проницаемости $H_{у\text{св}}$ может изме-

няться в широких пределах [3], для залежей Пермского региона часто превышая 5–10 м. С учетом этого достоверное определение переходных или недонасыщенных зон в совокупности с распределением K_n в 3D-модели залежи имеют определяющее значение при проведении геолого-технологического моделирования [4, 5].

Известно, что распределение воды и нефти в пластовых условиях происходит под совместным влиянием гравитационных и капиллярных сил. Гравитационное распределение приводит к заполнению более легкими флюидами (газ, нефть) повышенных объемов залежи. Однако в гидрофильной поровой среде действие капиллярных сил, возникающих на границе нефть–вода, приводит к подъему воды выше уровня гравитационного распределения флюидов. По характеру флюидонасыщения коллекторов в разрезе нефтяной залежи выделяют области:

- зона свободного насыщения, где все связанное поровое пространство заполнено водой ($K_n=0$; $K_v=1$);
- зона недосыщения, в пределах которой K_n увеличивается от нуля на нижней границе до значения остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) при критическом K_v^* на верхней границе ($0 < K_n < K_{но}$; $1 > K_v > K_v^*$);
- переходная зона, в пределах которой K_n увеличивается от значения $K_{но}$ до заполнения всех открытых пор на верхней границе ($K_{но} < K_n < 1 - K_{ов}$; $K_v^* > K_v > K_{ов}$);
- зона предельного нефтенасыщения в повышенных участках залежи, где вся вода является капиллярно связанной ($K_v=K_{ов}$) [6–8].

Для зон свободного и недонасыщения относительная фазовая проницаемость (k) по нефти равна нулю, при их испытаниях получают притоки чистой воды. В переходной зоне при испытаниях получают двухфазные притоки нефти и воды. В зоне предельного нефтенасыщения подвижной фазой является нефть, которую и получают при испытаниях скважин.

В коллекторах с большим радиусом пор капиллярное давление (P_k) на границе фаз незначительно, ввиду чего смачивающая фаза поднимается на сравнительно малую высоту. В условиях поровых каналов малого диаметра P_k растет более интенсивно, что приводит к подъему воды в нефтяную зону залежи, где фактическая водонасыщенность превышает значение $K_{ов}$. Таким образом, подъем воды увеличивается при уменьшении радиуса пор, что сопоставимо с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В работе [9] приведена схема нефтяной залежи, согласно которой высота зон насыщения над уровнем свободной воды последовательно смещается вверх залежи по мере снижения ФЕС коллекторов.

Анализ современного опыта 3D-моделирования распределения начальной нефтенасыщенности

На ранних этапах развития 3D-моделирования распределение K_n в объеме залежи выполнялось с учетом зависимости снижения значений с глубиной до остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) на уровне

принятого ВНК. В современной практике для терригенных коллекторов в значительной степени распространены методические подходы, при которых определения K_v проводятся по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС), что позволяет проследить динамику изменения флюидонасыщения в геологическом разрезе. За рубежом одним из основных методов ГИС при оценке $K_{ов}$ является метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) [10–12]. В отечественной практике ЯМР достаточно широко применяется для оценки структуры пустотного пространства при кернах исследованиях [13], однако исследования в скважинах при этом ограничиваются лишь рядом нефтегазоносных регионов [14, 15]. При исследованиях стандартным комплексом ГИС наиболее тесно связаны со значениями $K_{ов}$ пород показания удельного электрического сопротивления (УЭС), которые определяются обычно по боковому электрическому каротажу (БК).

Для нефтенасыщенных коллекторов УЭС определяется объемом и структурой порового пространства, занятого водной фазой. Для неглинистых коллекторов, согласно уравнению Арчи–Дахнова, связь сопротивления с пористостью и водонасыщенностью имеет степенной вид:

$$УЭС = \rho_v \cdot T \cdot K_n^{-m} \cdot K_v^{-n},$$

где ρ_v – сопротивление пластовой воды, Ом·м; T – извилистость токопроводящих каналов; K_n – коэффициент пористости, д. ед.; m – структурный коэффициент; K_v – коэффициент водонасыщенности, д. ед.; n – показатель смачиваемости [16].

Согласно работам [17, 18] при значениях $n > 2$ нефтенасыщенные коллекторы можно считать гидрофобизированными. В работе [19] на основе экспериментов изменения смачиваемости образцов керна показано, что уже при частичной гидрофобизации коллекторов на показания УЭС в наибольшей степени влияет именно их гидрофобизация. Выполненный для территории исследования в работах [20–22] анализ сопоставления смачиваемости терригенных нефтенасыщенных коллекторов по керну с показаниями БК показал, что даже частичная гидрофобизация ведет к резкому росту УЭС (до 200 Ом·м и более), что приводит к неприемлемым погрешностям оценки $K_{ов}$. Для гидрофильных коллекторов на расчетные значения УЭС наибольшее влияние оказывают водонасыщенность и пористость [23].

Таким образом, для гидрофильных коллекторов ($n < 2$) показания УЭС достоверно контролируют флюидонасыщение порового пространства. Необходимо заметить, что при определении $K_{ов}$ по УЭС важно учитывать текущее состояние разработки эксплуатационного объекта. Скважины, пробуренные в поздний период эксплуатации залежи на участках, затронутых заводнением пласта, необходимо исключать из анализа распределения начальной нефтенасыщенности. Для установления промытых зон, помимо контроля за разработкой пласта, также должны привлекаться результаты адаптации модели на гидродинамическом симуляторе.

В работе [9] приведена классификация и сделан анализ эффективности применения различных методик оценки K_n . Для залежей с небольшим размером зоны предельного нефтенасыщения и высокой анизотропией ФЕС рекомендовано использовать методики из работ [8, 24, 25], основанные на зависимостях, где аргументами выступают параметры $H_{у\text{св}}$ и K_n . Прогноз в условиях значительных толщин переходных водонефтяных зон рекомендуется выполнять с использованием многомерной зависимости $K_n = f(K_n, k, P_k, H_{у\text{св}})$. В данном случае применение капиллярной модели настраивается на параметры ФЕС пород с учетом высоты их залежания над уровнем зеркала воды. Уровень ВНК в объеме залежи условно принимается за горизонтальную поверхность, что с ростом толщины переходной зоны все в меньшей степени соответствует действительности. Кроме этого, ввиду недостоверного учета ФЕС по объему залежи используемые в расчетах кривые капиллярных давлений не полностью соответствуют глубине зеркала воды реальной залежи.

Капиллярные исследования в коллекторах с разным диапазоном ФЕС имеют различную форму (крутизну) кривых $P_k = f(K_n)$, при этом возникает неопределенность с их выходом на асимптоту для определения $K_{ов}$. Для приведения облака данных кривых и их описания в виде функции используют различные методы стандартизации. Существует несколько математических моделей, описывающих связь кривой капиллярного давления с петрофизическими параметрами. В России наиболее широкое применение получили модели на основе функций Бакли–Левретта и Брукс–Кори.

Применение J -функции Бакли–Левретта [26, 27] позволяет нормализовать значения P_k по пропласткам с различными значениями пористости, проницаемости и физических свойств жидкости:

$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \cdot \sqrt{k/K_n}}{\gamma \cdot \cos \theta},$$

где J – функция Левретта; P_k – капиллярное давление, 10^5 Па; k – коэффициент проницаемости, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$; K_n – коэффициент пористости, д. ед.; γ – поверхностное натяжение на границе нефть – пластовая вода, кг/см^2 ; θ – угол смачиваемости, град.

При аппроксимации кривых капиллярного давления по методике Брукс–Кори каждая кривая описывается функцией со своим коэффициентом кривизны капиллярных кривых в зависимости от размеров пор [28, 29].

Анализ практического применения методик Левретта и Брукс–Кори показывает их не всегда хорошую взаимную сходимость и значительное влияние на результаты даже небольших изменений ФЕС пород. Поэтому для участков залежи с разными ФЕС по аппроксимирующим математическим моделям Бурдайна кривые капиллярных давлений обычно трансформируются в кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Для определения границ зон насыщения коллекторов, согласно методическим рекомендациям [30], по данным исследований ядра строится номограмма сопоставления K_n – K_b с критическими значениями K_b^* . Расчет выполняется на основе пересчета P_k для каждого уровня начиная от зеркала воды. При этом предпо-

лагается, что, зная распределение зон насыщения в объеме залежи, для каждого нефтенасыщенного пропластка можно оценить его местоположение в геологическом разрезе ($H_{у\text{св}}$) и величину K_n .

Разработка комплексного подхода учета данных ГИС и капилляриметрических исследований при 3D-моделировании начальной нефтенасыщенности

Отработка методики 3D-моделирования начальной нефтенасыщенности выполнялась на примере нефтяной залежи пласта Бб Аспинского месторождения (Пермский край), коллекторы которой представлены песчаниками. При проведении подсчета запасов нефти на начальной стадии эксплуатации залежи (1976 г.) был принят горизонтальный ВНК. Однако впоследствии анализ скважин, выходящих из бурения, показал зависимость показаний УЭС нефтенасыщенных интервалов от их гипсометрических отметок. С учетом этого при современном подсчете запасов (2020 г.) ВНК принят наклонным с перепадом абсолютных отметок по залежи 10 м. Вместе с тем принятое наклонное положение ВНК для ряда участков залежи противоречит истории эксплуатации скважин, что в том числе установлено при проведении адаптации геолого-технологической модели.

Как было показано выше, используемые при моделировании K_n методические подходы имеют различные физические основы. Методы на основе капилляриметрии ядра позволяют моделировать флюидонасыщение емкостного пространства, учитывая ФЕС пород и их гипсометрическое положение относительно ВНК. Электрические методы ГИС характеризуют динамику изменения проводимости пород с глубиной в геологическом разрезе. Необходимо заметить, что анализ исследований методом БК для нефтенасыщенных интервалов залежи показал, что показания УЭС во всех случаях не превышают 120 Ом·м, что, согласно [21], позволяет судить об отсутствии гидрофобизации. Лабораторные исследования ядра подтверждают гидрофильность пород, согласно им по эмпирической зависимости Арчи–Дахнова параметр смачиваемости $n=1,74$ ($n < 2$). Соответственно для всего объема нефтенасыщенных коллекторов пласта Бб показания УЭС являются информативными при оценке K_b .

Таким образом, при прогнозе K_b и K_n имеется принципиальная возможность совместного использования обоих типов исследований, что и поставлено основной задачей работы. При анализе ядерных данных привлечены капилляриметрические исследования 70 образцов с широким диапазоном ФЕС (K_n от 7,2 до 26,8 %, k от 0,5 до 3295 мкм^2). Значения K_b снимались на 12 последовательных ступенях давления дренирования P_k от 0,005 до 1,2 МПа, общий массив данных составил 840 экспериментов (70×12). В экспериментах во всем диапазоне ФЕС ядерных считалось, что остаточная водонасыщенность формируется до значений 1,2 МПа. При этом, согласно методическим указаниям [31], значения P_k в экспериментах пересчитывались по зависимости:

$$H_{у\text{св}} = \frac{10 \cdot P_k \cdot \sigma_{пл}}{d_b - d_n \cdot \sigma_{лаб}},$$

где P_k – капиллярное давление в эксперименте на керне, МПа; $\sigma_{пл}$ и $\sigma_{лаб}$ – поверхностные натяжения на границе раздела нефть–вода при пластовых условиях и экспериментах на кернах, $\sigma_{пл}=20$ дин/см, $\sigma_{лаб}=73$ дин/см; d_v и d_n – плотности воды и нефти при пластовых условиях, г/см³.

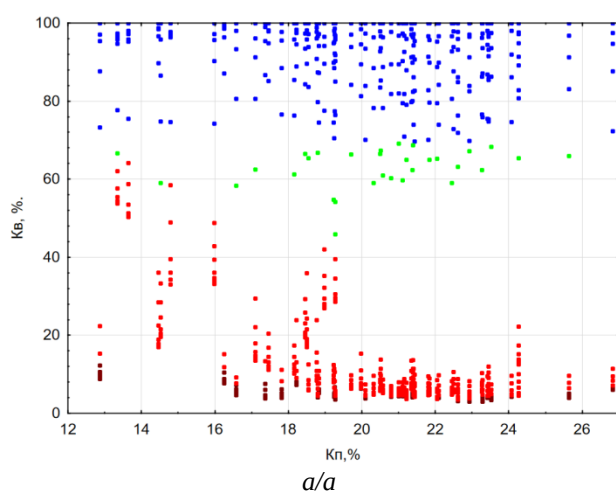
Отнесение единичных экспериментов к стадиям насыщения проводилось путем построения зависимостей ОФП и получения на их основе критических значений K_v^* . В результате 346 определений (41 %) отнесено к зоне сводного водонасыщения, 31 (4 %) – к зоне недонасыщения, 327 (39 %) – к переходной водонефтяной зоне, 136 (16 %) – к зоне предельного нефтенасыщения.

По примеру рекомендаций [30] по результатам проведенных экспериментов приведено сопоставле-

ние определений K_v и K_v^* . Из рис. 1, а видно, что зоны различного насыщения группируются в диапазонах различных K_v . При этом в пределах самих зон зависимости K_v от K_v^* характеризуются низкой сходимостью, что показывает целесообразность использования при прогнозе K_v не K_v^* , а показателя, характеризующего в большей степени площадь фильтрации капилляров. Согласно теоретическим представлениям для идеальной пористой среды (без учета извилистости пор) в качестве такого параметра может быть рассмотрен радиус поровых каналов коллекторов:

$$R_{пор} = 2,86 \cdot \sqrt{k/K_v},$$

где $R_{пор}$ – радиус поровых каналов, мкм; k – коэффициент проницаемости, мкм²·10⁻³; K_v – коэффициент пористости, д. ед.



Условные обозначения:

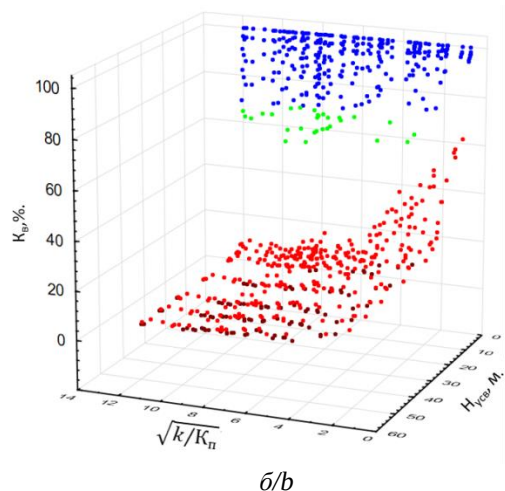
- – зона свободного насыщения
- – зона недонасыщения
- – переходная зона
- – зона предельного насыщения

Рис. 1. Изменение коэффициента водонасыщенности по данным капилляриметрии в зависимости от ФЕС и $H_{усв}$: а) K_v % – (K_p %); б) K_v % – ($\sqrt{k/K_v}$, $H_{усв}$)

Fig. 1. Change in the water saturation coefficient according to the capillarimetry method: а) K_v % – (K_p %); б) K_v % – ($\sqrt{k/K_v}$, $H_{усв}$)

Следует заметить, что $\sqrt{k/K_v}$ является фактически основным параметром, характеризующим J-функцию Бакли–Левверетта, так как остальные множители являются в ней константами. Поэтому в дальнейших расчетах использован именно показатель $\sqrt{k/K_v}$, который, в отличие от K_v , характеризует не только объем пустот, но и размеры капилляров.

Для комплексного учета влияния капиллярных сил, в том числе их изменения с глубиной, на рис. 1, б представлены результаты экспериментов с получением кривых капиллярных давлений в трехмерном пространстве показателей $H_{усв}$, K_v и $\sqrt{k/K_v}$. С учетом размеров предполагаемой переходной водонефтяной зоны поле точек для наглядности установленных процессов ограничено условием $H_{усв} < 10$ м. В результате из рис. 1, б видно, что значения K_v для зон свободного насыщения и недонасыщения находятся в плоскости, параллельной осям K_v – $\sqrt{k/K_v}$. Поля точек

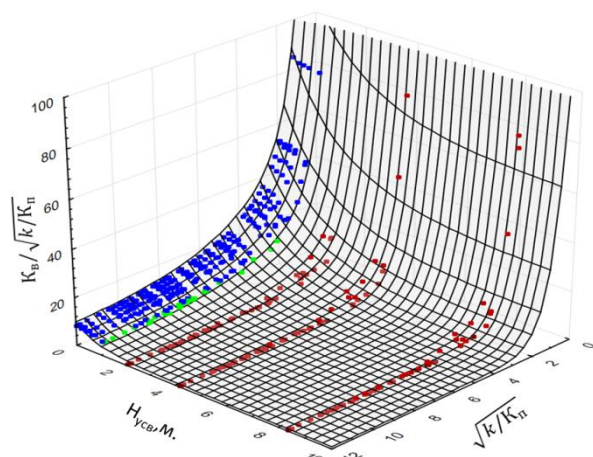


для данных зон ограничены значениями $H_{усв}$ менее 1 м. Причем для всего диапазона ФЕС изменение K_v происходит постепенно с небольшим наклоном относительно оси $H_{усв}$. Физически это объяснимо тем, что при низких P_k (менее 0,4 МПа) насыщенные образцы во всем диапазоне ФЕС отдают воду равномерно.

Во всех случаях при значениях $H_{усв}$ более 2 м результаты экспериментов отнесены к переходной зоне и зоне предельного насыщения. Из рис. 1, б видно, что для полей точек в данном случае характерен принципиально иной вид. При $\sqrt{k/K_v} > 5$ они преимущественно распределены параллельно плоскости $\sqrt{k/K_v} > 5$ – $H_{усв}$, что свидетельствует о равномерной отдаче флюида при высоких ФЕС. При $\sqrt{k/K_v} < 5$ поле точек находится в плоскости $H_{усв}$ – K_v , что объяснимо при низких ФЕС влиянием капиллярных сил на процессы распределения флюидов.

В целом установленные закономерности позволяют сделать вывод, что на формирование переходной

зоны и распределение в ней нефтенасыщенности значимо влияют капиллярные силы, которые прежде всего связаны с радиусом поровых каналов. С учетом этого в дальнейшем аргументом в математических моделях являлись не сами значения K_b , а комплексный параметр $K_b/\sqrt{k/K_p}$. Ввиду того, что знаменатель данного показателя пропорционален радиусу поровых каналов, его физический смысл заключается в оценке K_b пород в зависимости от гипсометрического положения выше ВНК ($H_{усв}$) за вычетом влияния ФЕС. На рис. 2 в графическом виде представлено распределение его значений в зависимости от $\sqrt{k/K_p}$ и $H_{усв}$, из которого в том числе видно закономерное группирование полей точек в зависимости от зон насыщения.



Условные обозначения:

- – зона свободного насыщения
- – зона недонасыщения
- – переходная зона
- – зона предельного насыщения

Рис. 2. Изменение комплексного показателя в зависимости ФЕС и $H_{усв}$

Fig. 2. Diagram of changes in the complex indicator depending on FCP and H_{usv}

На следующем этапе по данным статистической выборки из 840 керновых экспериментов проведено

многомерное моделирование, при котором прогнозным показателем являлся показатель $K_b/\sqrt{k/K_p}$. Подбор параметров математической модели реализован для скалярной функции с несколькими переменными на основе последовательного квадратичного программирования, что выполнялось с привлечением программных средств пакета Scipy.optimize на языке Python, а также специализированных пакетов обработки статистических данных. В результате получена многомерная зависимость:

$$K_b/\sqrt{k/K_p} = 100(2,59 \cdot \exp(-16,9\sqrt{k/K_p}/10) + 0,075 \exp(-13,53H_{усв}/10) +$$

$$+ 0,727 \exp(-3,23\sqrt{k/K_p}/10) \exp(-4,20H_{усв}/10) + 0,009)$$

при значении коэффициента множественной корреляции $R=0,97$; $N=840$.

Полученная зависимость с высокой достоверностью описывает изменение параметра $K_b/\sqrt{k/K_p}$ на основе данных метода капилляриметрии в любой точке 3D-пространства модели. Необходимо заметить, что при попытках построения аналогичных прогнозных моделей без преобразований показателя K_b их достоверность, согласно статистическим оценкам, значительно ниже ($R<0,85$ против $R=0,97$).

Для практического применения многомерной модели необходимо предварительно на основе данных УЭС в скважинах определить положение уровня зеркала воды. Вероятный диапазон абсолютных отметок $H_{усв}$ для залежи Бб Аспинского месторождения определен с учетом принятого в подсчете запасов наклонного ВНК в диапазоне от -1283 до -1297 м. Последовательно через 1 м проведена серия экспериментов, на каждой итерации которых сопоставлялись значения, полученные по данным ГИС и по модельным зависимостям. При этом прогноз выполнялся в двух вариантах для прогнозных моделей K_b и $K_b/\sqrt{k/K_p}$. Результаты представлены в таблице, из которой видно, что в обоих случаях максимальная теснота соответствия модели и данных ГИС установлена для глубины -1294 м. При этом также видно, что для модели $K_b/\sqrt{k/K_p}$ теснота с данными ГИС заметно выше ($r=0,88$), чем для не модифицированной модели с K_b ($r=0,65$).

Таблица. Проведение эксперимента по определению уровня зеркала воды

Table. Conducting an experiment to determine the level of pollutants

Уровень зеркала свободной воды $H_{усв}$, м Free water level, H_{usv} , m	Кол-во определений по данным интерпретации ГИС Determinations by the data of GIS interpretations	K_b (ГИС)= $f(K_{b\text{мод}})$, %		$K_b/\sqrt{k/K_p}$ (ГИС)= $f(K_b/\sqrt{k/K_{p\text{мод}}})$	
		Уравнение/Equation	r	Уравнение/Equation	r
-1283	32	$y=0,62x+20,09$	0,17	$y=2,18x+0,51$	0,86
-1284	36	$y=1,18x+12,15$	0,35	$y=1,90x+0,71$	0,87
-1285	40	$y=1,03x+13,50$	0,28	$y=1,70x+1,04$	0,87
-1286	42	$y=1,37x+3,56$	0,65	$y=1,62x+0,26$	0,85
-1287	46	$y=1,40x+2,51$	0,62	$y=1,92x-0,73$	0,85
-1288	48	$y=1,12x+3,91$	0,57	$y=1,70x-0,51$	0,86
-1289	50	$y=0,87x+5,82$	0,50	$y=1,55x-0,67$	0,86
-1290	52	$y=0,78x+4,63$	0,55	$y=1,47x-0,99$	0,86
-1291	54	$y=0,65x+7,19$	0,35	$y=1,40x-0,79$	0,86
-1292	55	$y=0,73x+3,41$	0,61	$y=1,29x-1,06$	0,86
-1293	59	$y=0,77x+3,85$	0,64	$y=1,19x-0,39$	0,87
-1294	61	$y=0,65x+5,37$	0,65	$y=1,08x-0,14$	0,88
-1295	62	$y=0,57x+5,27$	0,56	$y=1,42x-2,08$	0,85
-1296	63	$y=0,58x+3,84$	0,64	$y=1,26x-1,83$	0,87
-1297	64	$y=0,45x+6,17$	0,49	$y=1,16x-1,35$	0,85

Еще более наглядно преимущества использования показателя $K_v/\sqrt{k/K_p}$ при моделировании демонстрирует анализ рис. 3, на котором для глубины –1294 м приведено сопоставление результатов модельных расчетов с определением параметров по ГИС. Для

моделей с показателем K_v , помимо низкой корреляции, в целом наблюдается занижение модельных значений относительно определений по ГИС (не соответствие синей и красной линий на рис. 3, а).

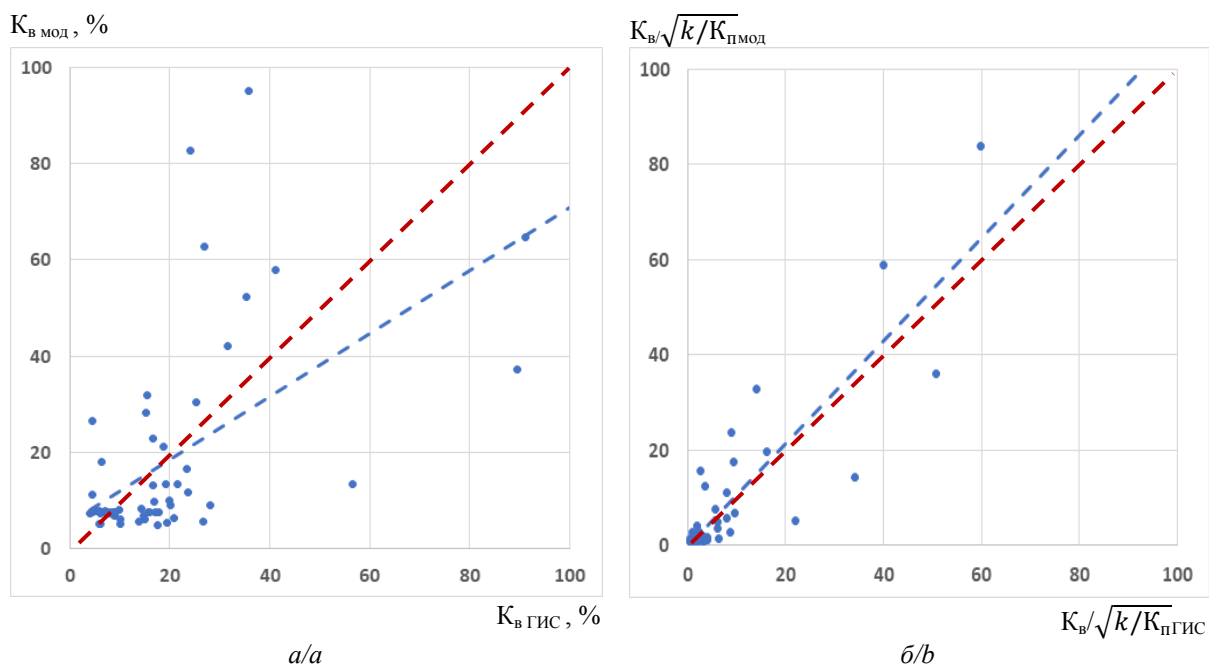


Рис. 3. Сопоставление данных: а) $K_v(\text{УЭС})$ и $K_v(\text{Рк})$; б) $K_v/\sqrt{k/K_p}$ (УЭС) и $K_v/\sqrt{k/K_p}$ (Рк)

Fig. 3. Data matching: а) $K_v(\text{SER})$ and $K_v(\text{P}_c)$; б) $K_v/\sqrt{k/K_p}$ (SER) and $K_v/\sqrt{k/K_p}$ (P_c)

Для моделей $K_v/\sqrt{k/K_p}$ линия тренда практически совпадает с линией равных значений по модели и ГИС (рис. 3, б). Отсутствие систематической ошибки в определении показателя $K_v/\sqrt{k/K_p}$ также следует из вида полученной зависимости, для которой наблюдается приближение углового члена уравнения к единице (табл. 1). Таким образом, максимальное соответствие результатов моделирования с данными ГИС установлено на глубине –1294 м, что позволяет считать данную абсолютную отметку наиболее вероятным положением зеркала воды. С учетом этого в дальнейшем расчетные значения $H_{\text{усв}}$ при моделировании отстраивались от глубины –1294 м.

После получения 3D-распределения $H_{\text{усв}}$ во всем объеме залежи по полученной многомерной зависимости произведен расчет значений показателя $K_v/\sqrt{k/K_p}$. Затем с учетом определений по ГИС показателей k и K_p последовательно оценены модельные значения K_v и K_p . В результате для залежи пласта Бб Аспинского месторождения с учетом моделирования строения переходной водонефтяной зоны построена 3D-модель распределения K_n . В целом модель в сравнении со стандартной является более неоднородной. Диапазон значений K_n в ней существенно расширяется, что отражает более сложное строение переходной водонефтяной зоны. Результаты 3D-моделирования K_n представлены на рис. 4, 5.

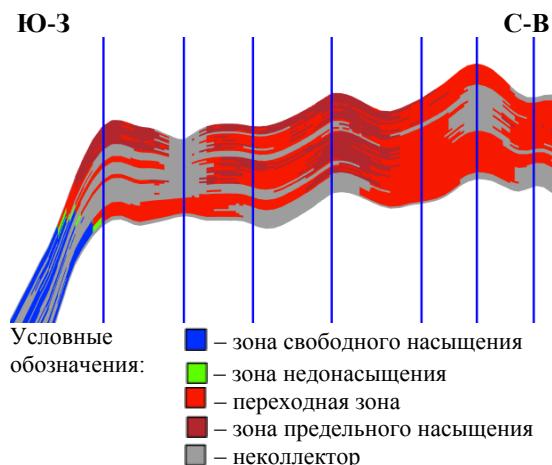


Рис. 4. Распределение зон различных типов насыщения в пределах Аспинского месторождения, пласт Бб2

Fig. 4. Distribution of saturation zones within the Aspinisky oil field, reservoir Bb2

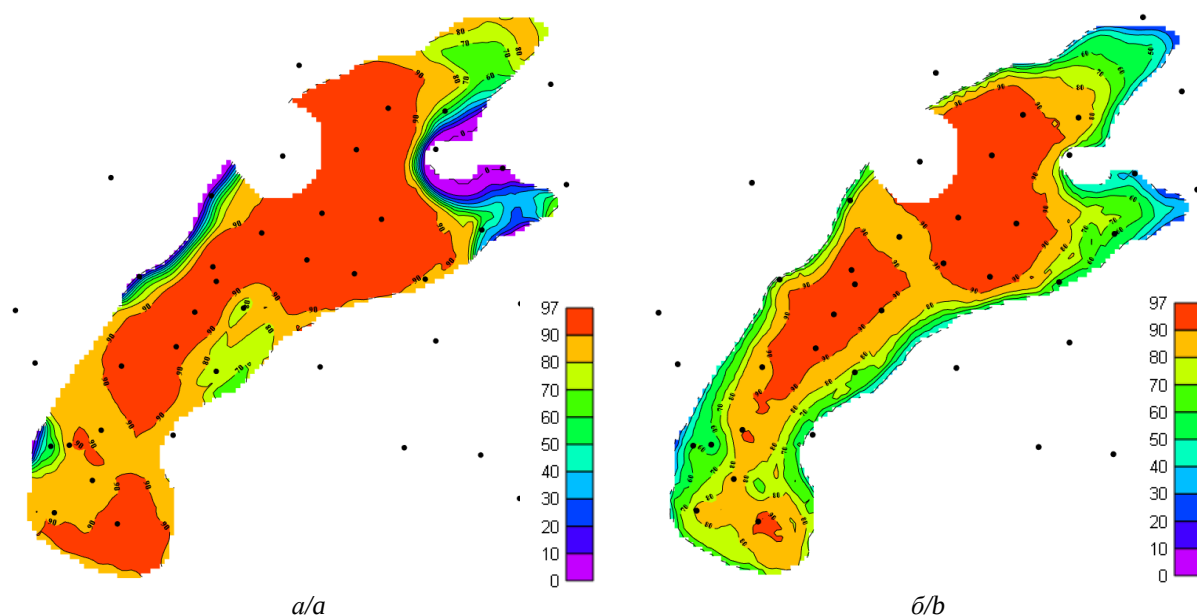


Рис 5. Распределение нефтенасыщенности в пределах Аспинского месторождения, пласт Бб2: а) модель распределения нефтенасыщенности согласно данным на 2020 г.; б) новая модель распределения нефтенасыщенности

Fig. 5. Distribution of oil saturation within the Aspinsky oil field reservoir Bb2: а) oil saturation distribution model 2020; б) new oil saturation distribution model

Как видно из геологического профиля (рис. 4), в пределах центральной части залежи установлены участки с зонами предельного насыщения, которые в структурном плане, как правило, связаны с наличием небольших локальных поднятий.

На рис. 5 приведено полученное на основе 3D-моделей сопоставление средней нефтенасыщенности по площади залежи при стандартном и реализованном подходе. Ввиду того, что в новой 3D-модели уровень зеркала воды находится ниже ранее принятого ВНК, продуктивная толщина нефтяной залежи увеличивается на 1,5 м. Однако, как видно из рис. 6, б, в северо-восточной части залежи увеличивается толщина переходной зоны. Кроме этого, зона предельного нефтенасыщения для стандартной модели занимает практически всю центральную часть залежи, тогда как в новой модели лишь ее наиболее повышенные участки. В результате осредненное по залежи значение K_n снижается с 90 до 85 %. В конечном итоге фактор уменьшения K_n в большей степени влияет на структуру начальных геологических запасов, которые по залежи снижаются на 5 %.

Заключение

В результате исследований установлено, что при определении начальной нефтенасыщенности терригенных гидрофильных коллекторов можно комплексировать данные методов бокового электрического

каротажа и капилляриметрических исследований керна. Для решения данной задачи привлечены методы многомерно математического моделирования, при реализации которых в качестве основного критерия, контролирующего ФЭС пород и соответственно влияние капиллярных сил, использован комплексный показатель $\sqrt{k/K_n}$, характеризующий размеры порового пространства.

На основе разработанной методики для залежи пласта Бб Аспинского месторождения построена 3D-модель распределения начальной нефтенасыщенности. Анализ распределения зон с различным типом насыщения пустотного пространства показывает, что 6 % объема залежи относится к зоне недонасыщения, 72 % – к переходной водонефтяной зоне, 22 % – к зоне предельного нефтенасыщения. В целом при моделировании строения переходной зоны структура запасов нефтяной залежи изменилась в значительной степени. Полученная цифровая 3D-модель более достоверно отражает неоднородность залежи и может использоваться как при подсчете запасов, так и при геолого-технологическом моделировании ее разработки.

Исследование выполнено в рамках государственного задания Минобрнауки РФ FSNM-2023-0005 на выполнение фундаментальных научных исследований на 2023 г. и плановый период 2024 и 2025 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закревский К.Е., Попов В.Л. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 89–100.
2. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адапта-

ции геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

3. Михайлов А.Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 150–160.
4. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных /

- Н.Д. Козырев, А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев, И.С. Путилов, С.Н. Кривошеков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 164–177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866
5. Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
6. Jennings J.B. Capillary pressure techniques application to exploration and development geology // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1987. – V. 71. – P. 1196–1209.
7. Пестов В.В., Москаленко И.В., Александров Б.Л. Определение начальной нефтенасыщенности терригенных коллекторов миоцен-олигоцена Западного Предкавказья на основе капилляриметрических исследований ядра // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 28–30.
8. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов / А.Д. Егорова, Т.Г. Исакова, Т.Ф. Дьяконова, Е.Е. Крестя, Е.И. Бронскова, Н.В. Дорофеев, Е.А. Конорцева, Г.А. Калмыков // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 2. – С. 150–160.
9. Белкина В.А., Антипин Я.О., Забоева А.А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их решению // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 9. – С. 223–237. DOI: 10.18799/24131830/2021/9/3371
10. Washburn K.E., Birdwell J.E. A new laboratory approach to shale analysis using NMR relaxometry // The Unconventional Resources Technology Conference. – Denver, Colorado, 2013. – P. 1–8.
11. NMR wettability of carbonate reservoir cores: best practices / B. Sauerer, A. Valori, D. Krinis, W. Abdallah // The SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – Manama, Bahrain, 2019. – P. 1–17. DOI: 10.2118/194938-MS
12. Determination of NMR T2 cutoff and CT scanning for pore structure evaluation in mixed siliciclastic-carbonate rocks before and after acidification / M. Wang, J. Xie, F. Guo, Y. Zhou, X. Yang, Z. Meng // Energies. – 2020. – V. 13. – Article no. 1338.
13. Чистяков А.А., Швалюк Е.В., Калугин А.А. Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 4. – С. 102–116.
14. Разницын А.В. Интерпретация данных исследований методом ядерного магнитного резонанса в комплексе лабораторных работ по изучению ядра (на примере терригенных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Недропользование. – 2022. – Т. 22. – № 3. – С. 109–115. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.2
15. Рогозин А.А., Игнатъева Т.С., Чурков А.В. Комплексирование данных ЯМР-релаксометрии и электрометрических исследований на примере пород-коллекторов месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6. – С. 62–66. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-62-66
16. Garcia A.P., Heidari Z., Rostami A. Improved assessment of hydrocarbon saturation in mixed-wet rocks with complex pore structure // Petrophysics. – 2017. – V. 58. – № 5. – P. 454–469.
17. Basics of wettability / V. Abdalla, D.S. Bakli, E. Karnegi, D. Edwards, B. Herold, E. Fordham, A. Graue, T. Nabashi, N. Seleznev, K. Signer, H. Hussein, B. Montaron, M. Ziauddin // Oil and Gas Review. – 2007. – V. 19. – № 2. – P. 54–75.
18. Empirical measures of wettability in porous media and the relationship between them derived from pore-scale modeling / A.B. Dixit, J.S. Buckley, S.R. McDougall, K.S. Sorbie // Transport in porous media. – 2000. – V. 40. – P. 27–54. DOI: 10.1023/A:1006687829177
19. Dual neural network architecture for determining permeability and associated uncertainty / R. Kausik, A. Prado, V.-M. Gkortsas, L. Venkataramanan, H. Datt, Y.B. Johansen // Petrophysics. – 2021. – V. 62. – № 1. – P. 122–134.
20. Колычев И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 4. – С. 331–341. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.4
21. Study of wettability of reservoirs of oil fields by the method of x-ray tomography core / A. Efimov, Ya. Savitskiy, S. Galkin, E. Soboleva, V. Gurbanov // SOCAR Proceedings. – 2016. – V. 4. – № 4. – P. 55–63. DOI: 10.5510/OGP20160400298
22. Галкин С.В., Колычев И.Ю., Ракинцев В.А. Возможности определения типа смачиваемости коллекторов по данным каротажа при оптимизации системы заводнения нефтяных пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 1. – С. 34–44. DOI: 10.18799/24131830/2022/1/3225
23. Iskenderov M. Some results of modeling electrical resistivity (on the example of deposits of the South-Absheron aquatorium zone and the northern part of the Baku archipelago) // SOCAR Proceedings. – 2017. – V. 2. – № 2. – P. 4–12. DOI: 10.5510/OGP20170200310
24. Грищенко М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 75–80.
25. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
26. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands // Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. – 1942. – V. 146. – P. 107–116.
27. Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.
28. Li Kewen. Theoretical development of the brooks-corey capillary pressure model from fractal modeling of porous media // Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, Oklahoma, 2004. – P. 3–9.
29. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks-Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – P. 4–12.
30. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.: ВНИГНИ, 2003. – 261 с.
31. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод определения остаточной водонасыщенности. – М.: Миннефтепром, 1986. – 12 с.

Поступила: 10.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 15.06.2023 г.

Информация об авторах

Потехин Д.В., кандидат технических наук, начальник управления подсчета запасов Тимано-Печорского региона Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»; доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Ширяев Е.О., первый заместитель директора – директор по перспективному развитию и маркетингу ООО «ПИТЦ «Геофизика», Россия, 614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16А.

Галкин С.В., доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 553.98.048-047.58

3D-MODELING TECHNOLOGY OF INITIAL OIL SATURATION IN TRANSITIONAL OIL-WATER ZONE BY COMPLEX OF CAPILLARIMETRY AND ELECTRIC LOGGING METHODS

Denis V. Potekhin^{1,2},
Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com

Evgeny O. Shiryaev³,
Shiriaev.EO@pnsh.ru

Sergey V. Galkin²,
doc_galkin@mail.ru

¹ Branch of LLC LUKOIL-Engineering «PermNIPIneft» in Perm,
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

² Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

³ LLC PITS Geophysics,
16A, Petropavlovskaya street, Perm, 614000, Russia.

The relevance. 3D distribution of the initial oil saturation in a reservoir volume is one of the key elements of geological and technological modeling, largely determining the quality of subsequent development design solutions. The paper presents an analysis of the current state of the problem of studying an oil-water transition zone and distribution of oil saturation. For terrigenous hydrophilic reservoirs, electric lateral logging quite reliably controls void space fluid saturation in deposit oil part, which suggests the possibility of its integration with widely used capillarimetry methods.

Aim: to evaluate the possibility of reliably determining oil saturation of terrigenous hydrophilic reservoirs by combining the data of electrical lateral logging, filtration-capacitance properties of reservoirs and capillarimetric core studies, to build a 3D model of distribution of the initial oil saturation of reservoirs in oil deposits, taking into account the allocation of the oil-water transition zone.

Object: oil-saturated reservoirs of the Visean oil deposits of the Perm region.

Method: methods of multidimensional mathematical modeling in the development of a methodology for determining the initial oil saturation of reservoirs based on a complex of well logging and capillarimetric studies of the core, construction of 3D distribution of the initial oil saturation of the reservoir, taking into account the parameters of the oil-water transition zone

Results. The authors, based on the developed methodology for the deposit of the reservoir Bb of the Aspinskoe field, built a 3D model of distribution of the initial oil saturation. For the studied reservoir, they carried out the analysis of distribution of zones of free saturation, undersaturation, transition zone and limiting oil saturation. The resulting 3D model can be used in geological and technological modeling of an oil deposit development.

Key words:

Geological modeling, transitional oil-water zone, oil saturation, water saturation, capillarimetry method, well logging, specific electrical resistance, lateral electrical logging.

The study was carried out within the framework of the state task of the Ministry of Science and Higher Education of Russian Federation FSNM-2023-0005 for the implementation of fundamental scientific research.

REFERENCES

1. Zakrevskiy K.E., Popov V.P. The history of development of 3D geology modeling as a method for studying oil and gas reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 5, no. 332, pp. 89–100. In Rus.
2. Repina V.A., Galkin V.G., Galkin S.V. The use of integrated accounting of petrophysical characteristics in the adaptation of geological and hydrodynamic models (using the example of the Visean reservoir of the Gondyrevskoye oil field). *Journal of Mining Institute*, 2018, no. 231, pp. 268–274. In Rus. DOI: 10.25515 / PMI.2018.3.268.
3. Mikhaylov A.N. Basic concepts of transition zones and water contacts in heterogeneous formations. *Georesursy. Geoenergetika Geopolitika*, 2021, no. 1 (5), pp. 150–160. In Rus.
4. Kozyrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G., Putilov I.S., Krivoshchekov S.N. Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil reservoir by means of a comprehensive data analysis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 10, no. 331, pp. 164–177. In Rus.
5. Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Yu., Putilov I.S. Assessment of the Uncertainty Parameters influence on the development indicators forecasting. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 356–368. In Rus.
6. Jennings J.B. Capillary pressure techniques application to exploration and development geology. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 1987, vol. 71, pp. 1196–1209.
7. Pestov V.V., Moskalenko I.V., Aleksandrov B.L. Determination of the initial oil saturation of terrigenous reservoirs of the Miocene-Oligocene of the Western Ciscaucasia on the basis of capillarimetric core studies. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2014, no. 11, pp. 28–30. In Rus.
8. Egorova A.D., Isakova T.G., Dyakonova T.F., Kristya E.E., Bronskova E.I., Dorofeev N.V., Konortseva E.A., Kalmykov G.A. Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 2, pp. 150–160. In Rus.
9. Belkina V.A. Building three-dimensional models of oil saturation. Main problems and approaches to their solution. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 9, no. 332, pp. 223–237. In Rus.

10. Washburn K.E., Birdwell J.E. A new laboratory approach to shale analysis using NMR relaxometry. *The Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, the USA, 2013. pp. 1–8.
11. Sauerer B., Valori A., Krinis D., Abdallah W. NMR wettability of carbonate reservoir cores: best practices. *The SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama, Bahrain, 2019. pp. 1–17. DOI: 10.2118/194938-MS
12. Wang M., Xie J., Guo F., Zhou Y., Yang X., Meng Z. Determination of NMR T2 cutoff and CT scanning for pore structure evaluation in mixed siliciclastic-carbonate rocks before and after acidification. *Energies*, 2020, vol. 13, article no. 1338.
13. Tchistiakov A.A., Shvalyuk E.V., Kalugin A.A. The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance. *Geosursy*, 2022, vol. 24, no. 4, pp. 102–116. In Rus.
14. Raznitsyn A.V. Development of a method for identifying zones to minimize fluid cross flows when modeling reservoirs using the material balance method. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol. 22, no. 3, pp. 109–115. In Rus.
15. Rogozin A.A., Ignateva T.S., Churkov A.V. Integration of NMR relaxometry data and electrometric studies on the example of reservoir rocks of deposits of the Timan-Pechora oil and gas province. *Exposition Oil Gas*, 2021, no. 6, pp. 62–66. In Rus.
16. Garcia A.P., Heidari Z., Rostami A. Improved assessment of hydrocarbon saturation in mixed-wet rocks with complex pore structure. *Petrophysics*, 2017, vol. 58, no. 5, pp. 454–469.
17. Abdalla V., Bakli D.S., Karmegi E., Edwards D., Herold B., Fordham E., Graue A., Habashi T., Seleznev N., Signer K., Hussein H., Montaron B., Ziauddin M. Basics of wettability. *Oil and Gas Review*, 2007, vol. 19, no. 2, pp. 54–75.
18. Dixit A.B., Buckley J.S., McDougall S.R., Sorbie K.S. Empirical measures of wettability in porous media and the relationship between them derived from pore-scale modeling. *Transport in porous media*, 2000, vol. 40, pp. 27–54. DOI: 10.1023/A:1006687829177
19. Kausik R., Prado A., Gkortsas V.-M., Venkataramanan L., Datir H., Johansen Y.B. Dual neural network architecture for determining permeability and associated uncertainty. *Petrophysics*, 2021, vol. 62, no. 1, pp. 122–134.
20. Kolychev I.Yu. Study of zones of wettability distribution based on lateral logging for oil-bearing Visean reservoirs of the Solikamsk depression. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol. 16, no. 4, pp. 331–341. In Rus.
21. Efimov A., Savitskiy Ya., Galkin S., Soboleva E., Gurbanov V. Study of wettability of reservoirs of oil fields by the method of x-ray tomography core. *SOCAR Proceedings*, 2016, vol. 4, no. 4, pp. 55–63.
22. Galkin S.V., Kolychev I.Yu., Rakintsev V.A. Building three-dimensional models of oil saturation. Main problems and approaches to their solution. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 1, no. 333, pp. 34–44. In Rus.
23. Iskenderov M. Some results of modeling electrical resistivity (on the example of deposits of the South-Absheron aquatorium zone and the northern part of the Baku archipelago). *SOCAR Proceedings*, 2017, vol. 2, no. 2, pp. 4–12. DOI: 10.5510/OGP20170200310
24. Grishhenko M.A. Modern approaches to modeling the oil saturation of complex deposits in order to create hydrodynamic models. *Geologiya nefi i gaza*, 2008, no. 5, pp. 75–80. In Rus.
25. Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow, OOO «IPCz Mask» Publ., 2009. 376 p.
26. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, 1942, vol. 146, pp. 107–116.
27. Niab D., Dinaldson E.C. *Petrophysics*. Oxford, Elsevier, 2004. 926 p.
28. Li Kewen. Theoretical development of the brooks-corey capillary pressure model from fractal modeling of porous media. *Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, 2004. pp. 3–9.
29. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Application of the Brooks–Corey model in the conditions of lower cretaceous deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, pp. 4–12.
30. Petersile V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza obemnym metodom* [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Moscow, VNIGNI Publ., 2003. 261 p.
31. OST 39-204-86. *Metod opredelenia ostatnochnoy vodonasishenosti* [Oil. Method for determining residual water saturation]. Moscow, Standartinform Publ., 1986. 12 p.

Received: 10 March 2023.

Reviewed: 15 June 2023.

Information about the authors

Denis V. Potekhin, Cand. Sc., head of the Department, branch of LLC LUKOIL-Engineering «PermNIPIneft» in Perm; associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Evgeny O. Shiryayev, first deputy director – director for prospective development and marketing of LLC PITC Geophysics.

Sergey V. Galkin, Dr. Sc., professor, Dean of Mine Oil Faculty, Perm National Research Polytechnic University.