

Изобретение относится к нефтепромысловой геологии и может быть использовано в научных и производственных лабораториях физики пласта для оценки остаточной водонасыщенности продуктивных пород-коллекторов.

Известен способ определения остаточной водонасыщенности образцов горных пород, отобранных из исследуемых пластов включающий вытеснение воды из образца через полупроницаемую мембрану газообразным агентом (азотом, воздухом) путем ступенчатого повышения давления вытеснения [1]. Недостатком этого метода является проведение измерений в условиях, близких к поверхностным, что снижает достоверность измерений.

Наиболее близким техническим решением является способ определения водонасыщенности горных пород [2], включающий вытеснение воды жидкостью из образцов пород с соответствующими подобранными по комплексному параметру  $N$  абсолютной проницаемостью и пористостью, составленных в керновую колонку, размещенной на ее выходе высокопористой насадки с постоянной остаточной водонасыщенностью, создание на керновой колонке температуры и давления близких к пластовым, замер объема вытеснившейся при этом пластовой воды, дальнейшее вытеснение воды из керновой колонки путем ступенчатого повышения давления вытеснения от минимальной до максимальной величин, замер объема пластовой воды, выделившейся из керновой колонки, и определение остаточной водонасыщенности пласта.

Недостатком прототипа является то, что в процессе вытеснения воды из образцов, составленных в керновую колонку пробой глубинной пластовой нефти, вода, находящаяся в тупиковых порах и защемленная нефтью, не может выходить из поровых каналов горных пород путем диффузии, так как вязкий поток нефти препятствует данному процессу. В прототипе не предусмотрен контроль за процессом завершения вытеснения воды из керновой колонки, а также отсутствует сопоставление результатов лабораторных определений с данными электрометрии скважин, что снижает достоверность определений.

Кроме того, в противопоставленном способе отсутствует возможность достоверного определения водонасыщенности пород, поскольку о процессе подготовки образцов к исследованиям, в прототипе предлагается экстрагирование последних согласно существующей методике, что приводит к гидрофидизации их поровой поверхности. При этом полярные компоненты, адсорбированные из нефти поровой поверхностью (асфальтены, смолы, нафтеновые кислоты) вымываются в случае использования общепринятых растворителей. Вследствие этого, исследуемые образцы приобретают явно гидрофильные свойства. Эти изменения первоначальных смачивающих свойств поверхности пор приводят к систематическому завышению параметра водонасыщенности горных пород, что приводит к ошибочным данным при определении балансовых запасов углеводородов.

В основу изобретения поставлена задача усовершенствования способа определения остаточной водонасыщенности горных пород путем введения операций измерения удельного электрического сопротивления керновой колонки и удельного электрического сопротивления продуктивного пласта и их сравнения, что позволяет сопоставить лабораторные результаты с данными электрометрии скважин и таким образом повысить точность и достоверность определения.

Поставленная задача решается следующим образом.

В известном способе определения водонасыщенности горных пород, включающем отбор образцов пород и проб глубинной газированной нефти из продуктивного пласта, определение абсолютной проницаемости и пористости образцов пород, экстрагирование, высушивание и насыщение пластовой водой образцов пород, составление из образцов пород с соответствующими подобранными по комплексному параметру  $N$  абсолютной проницаемостью и пористостью керновой колонки, размещение на ее выходе высокопористой насадки с постоянной остаточной водонасыщенностью, создание на керновой колонке температуры и давления близких к пластовым, замер объема вытеснившейся при этом пластовой воды, дальнейшее вытеснение пластовой воды из керновой колонки путем ступенчатого повышения давления, вытеснения от минимальной до максимальной величин, замер объема пластовой воды, выделившейся из керновой колонки и определение остаточной водонасыщенности пласта, предварительно определяют удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта, затем в процессе создания температуры и давления близких к пластовым на керновой колонке измеряют удельное электрическое сопротивление керновой колонки и по достижении удельным электрическим сопротивлением постоянной величины - а пробе глубинной газированной нефти снижают давление насыщения нефти газовой фазой, осуществляют вытеснение пластовой воды из керновой колонки путем ступенчатого повышения давления выделившейся газовой фазой, при этом продолжают измерять удельное электрическое сопротивление керновой колонки и сравнивают его с удельным электрическим сопротивлением продуктивного пласта и при их равенстве определяют остаточную водонасыщенность пласта. При этом, для сохранения естественной смачиваемости поверхности образцов пород экстрагирование осуществляют холодным в низкомолекулярной индивидуальной углеводородной жидкости.

На чертеже показана принципиальная схема устройства для осуществления предлагаемого способа.

Схема включает набор кернодержателей 1 с керновыми колонками 2 и высокопористыми насадками 3, соединенных параллельно в единую гидродинамическую систему, блок измерения удельного электрического сопротивления 4 керновых колонок, образцовые манометры 5, 6, установку для исследования газоконденсатных месторождений УГК-ЗМ 7, контейнер которой заполнен газированной нефтью, вентилями 8 и 9. Выход каждого кернодержателя 1 снабжен вентилями тонкой регулировки 9. микробюретками измерительными 10 и газомерными счетчиками 11.

Способ осуществляется следующим образом.

Отбирают образцы пород и проб глубинной газированной нефти из скважины, вскрывшей продуктивный пласт. Затем образцы подбирают по комплексному параметру  $N$ , определяемому по формуле  $N = \sqrt{K/m}$ , где  $K$  - абсолютная проницаемость,  $m$  - пористость образца. Далее образцы пород подвергают холодной экстракции в низкомолекулярной индивидуальной углеводородной жидкости, например в пентане, гексане. Данный прием позволяет максимально сохранить естественную первоначальную смачиваемость поверхности пород, поскольку в процессе горячей экстракции последних общепринятыми растворителями происходит вымывание полярных компонентов (асфальтенов, смол, нафтеновых кислот), адсорбированных поровой поверхностью образцов, что отразится на точности определений искомого параметра.

Затем образцы высушивают и насыщают пластовой водой, объем которой  $V_b$  определяется. После этого из них собирают керновую колонку 2, которую вместе с высокопористой насадкой 3 с предварительно определенной неснижающейся остаточной водонасыщенностью помещают в кернодержатель 1. На керновой колонке создаются условия, близкие к пластовым - осевое и боковое давление обжима с помощью гидропресса установки УГК-3М и температурный режим электронагревательным элементом (на схеме не показаны).

При создании пластовых условий по давлению и температуре из керновой колонки 2 выжимаются в микробюретку 11 часть объема воды  $V_{t+p}$ , который в ней замеряется.

После стабилизации деформационных процессов в образцах пород, составляющих керновую колонку, что контролируется по постоянству ее удельного электрического сопротивления, регистрируемого блоком 4, в контейнере установки УГК-3М, заполненном газированной нефтью, снижают давление насыщения нефти газовой фазой. Последнее достигается путем стравливания давления. Контроль за снижением давления насыщения нефти газом осуществляют по техническому манометру установки УГК-3М. В процессе разгазирования нефти, флюид из однофазного состояния переходит в двухфазное. При этом из нефти выделяется газ насыщения, который скапливается в верхней части контейнера установки УГК-3М, а нефть - в его нижней части. Затем открывают вентиль 8 и газовую фазу запускают в керновую колонку 2. При уравнивании давлений в керновой колонке на входе и выходе из нее, что видно по образцовым манометрам 5 и 6, открывают вентиль тонкой регулировки 9, задавая минимальным перепадом давления, при котором происходит вытеснение из керновой колонки воды газом. После затухания фильтрации воды и газа через керновую колонку, перепад давления увеличивают. При этом имеет место фильтрация на другом более высоком режиме фильтрации, которая с течением времени тоже затухает. Затем снова увеличивают перепад давления и так далее до тех пор пока вода из керновой колонки 2 не перестает вытесняться. При этом перепады давлений в керновой колонке устанавливают в тех пределах, которые соответствуют величинам капиллярных давлений в естественном залегании пластовых систем.

В процессе вытеснения воды газовой фазой измеряют во времени удельное электрическое сопротивление  $\rho_k$  керновой колонки 2 блоком измерения удельного электрического сопротивления 4, окончательный объем вытеснения воды  $V_{\text{выт.г.}}$  из керновой колонки в микробюретке 10, а также объем прокаченной газовой фазы газометрическим счетчиком 11.

По скважине, из которой отобраны образцы и составлена керновая колонка, по данным электрокаротажа по общеизвестным методикам определяют удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта в удаленной зоне. Сопоставляют измеренное удельное электрическое сопротивление  $\rho_k$  керновой колонки 2 и продуктивного пласта  $\rho_{\text{пл}}$ , из которого отобраны образцы. На основании этого сопоставления процесс вытеснения воды газом продолжают до тех пор, пока удельные электрические сопротивления керновой колонки и продуктивного пласта будут равны между собой. После достижения этого условия замеряют окончательный объем вытесненной воды в микробюретке 10, а величину остаточной водонасыщенности определяют в процентах из соотношения:

$$K_b = 100 - \frac{V_{\text{выт.г.}}}{V_b - V_{t+p}}$$

где  $K_b$  - остаточная водонасыщенность керновой колонки, %;

$V_{\text{выт.г.}}$  - объем воды, вытесненной из керновой колонки газовой фазой,  $\text{см}^3$ .

$V_b$  - объем воды, вошедший в керновую колонку при насыщении,  $\text{см}^3$ .

$V_{t+p}$  - объем воды, вытесненной из керновой колонки под воздействием температуры и давления,  $\text{см}^3$ .

Определенная величина остаточной водонасыщенности соответствует действительной величине этого параметра пласта по той скважине, которая его вскрыла. Если рассматривать продуктивный пласт по латерали, то существует не только вертикальная, но и площадная неоднородность изменения его коллекторских свойств, которая может изменяться от скважины к скважине. Поэтому судить об интегральной величине водонасыщенности пласта, которая необходима для подсчета запасов углеводородов, по результатам определений этого параметра лишь по одной керновой колонке, составленной из образцов одной скважины, вскрывшей продуктивный пласт, не представляется возможным. Для получения величины интегральной водонасыщенности по всему продуктивному пласту, необходимо исследовать столько керновых колонок, сколько скважин, пробуренных на месторождении, вскрыли продуктивный пласт.

На чертеже показана гидродинамическая схема, в которой керновые колонки 2 соединены параллельно. При этом керновые колонки составляют из образцов пород, отобранных соответственно из отдельных скважин. Определяют удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта, из которого отобраны образцы, по данным электрометрии каждой скважины и определяют водонасыщенность каждой керновой колонки при осуществлении всех ранее описанных операций. Затем осредняют величины водонасыщенности, полученных по каждой керновой колонке, и по осредненному значению искомого параметра судят об интегральном водонасыщенности всего продуктивного пласта на месторождении.

В качестве примера в таблице приведены результаты определения водонасыщенности пород-коллекторов Генчяйского нефтяного месторождения (Литва) в соответствии с заявленным нами способом и в соответствии с прототипом.

Из приведенных сведений видно, что для конкретного случая среднее удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта по данным электрометрии скважин равно 220 Ом·м. При определении остаточной водонасыщенности керновой колонки по заявленному нами способу процесс вытеснения воды из керновой колонки газовой фазой, выделившейся из нефти, прекращается нами при удельном электрическом сопротивлении керновой колонки, равной удельному электрическому сопротивлению продуктивного пласта - 220 Ом·м. При этом величина остаточной водонасыщенности составила 20%, что соответствует действительной величине этого параметра продуктивного пласта. В случае же определения данного параметра, согласно способу, принятому в качестве прототипа, величина его составляет 25,6%. Таким образом, величина водонасыщенности, определенная согласно прототипа, завышена на 5,6% (относительная погрешность - 28%).

Параметр остаточной водонасыщенности пород-коллекторов, определенный по одной и нескольким скважинам, пробуренным на месторождении, используется как один из основных при подсчете запасов нефти и газа. Поэтому использование заявляемого изобретения, позволяющего повысить точность и достоверность измерений водонасыщенности горных пород, характеризуется повышением точности оценки запасов нефти и газа, что способствует рациональному использованию материальных и трудовых ресурсов на стадии разработки месторождений.

Параметры керновой колонки					Удельное электрическое сопротивление продуктивного пласта, $\rho_{пл}$ , Ом · м	Остаточная водонасыщенность, Ко.в %, определенная		Погрешность определения, %	
длина, l, м	диаметр, d, м	абсолютная газовая проницаемость, Кг, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	пористость, m, %	удельное электрическое сопротивление, $\rho_k$ , Ом · м		по заявленному техническому решению	согласно прототипа (а.с. СССР № 1571229)	абсолютная	относительная
0,468	0,0292	35,9	8,6	220	220	20,0	25,6	-5,6	-28

