

Ю.Н. Антонов¹, М.И. Эпов¹, Ю.Н. Карогодин², Д.П. Юшин², Н.К. Глебочева³, И.Д. Драпчук³

¹Институт геофизики СО РАН, Новосибирск

²Институт геологии нефти и газа СО РАН, Новосибирск

³Трест «Сургутнефтегеофизика», ОАО «Сургутнефтегаз»

yantonov@uiggm.nsc.ru

СИСТЕМНО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗОПАРАМЕТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Новые геофизические и литмо-стратиграфические технологии

Существуют физические характеристики пластов, которые являются соединяющими звеньями между технологией добычи и каротажем скважин. Так, например, по данным электрических методов каротажа определяют фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и насыщенность коллекторов нефтью (газом). В настоящее время широко внедрена новая технология высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ) исследования скважин Западной Сибири (Технология..., 2000; VIKIZ Method..., 2002) и других нефтегазоносных регионов. Она существенно дополняет диагностику коллекторов в тонкослоистых разрезах. В частности, по аномальному увеличению электропроводности глин на контакте с песчаниками можно судить о высокой проницаемости коллекторов и распространении их на большой площади (Магара, 1982).

Скважинная часть аппаратуры включает от 5 до 9 геометрически и электро-динамически подобных индукционных зондов. Они «сфокусированы» на исследование электропроводности некоторой области среды, начиная с некоторого удаления от скважины. Схему пространственной чувствительности зондов можно представить следующим образом. «Центры областей максимальной чувствительности» электромагнитных откликов находятся на окружностях с различными радиусами. Для комплекса ВИКИЗ, состоящего из 5 зондов (ИК-0.5 м – ИК-0.7 – ИК-1 – ИК-1.4 – ИК-2 м), по мере увеличения их длины и уменьшения рабочей частоты радиусы окружностей можно принять соответственно 0.3 – 0.42 – 0.6 – 0.84 – 1.2 м. При общем понижении УЭС они уменьшаются и, наоборот, увеличиваются в высокоомных средах. Пространственное разрешение геологического разреза определяется, в частности, размерами измерительных баз геометрически подобных зондов. Для самого короткого зонда (ИК-0.5 м) база равна 0.1 м, для самого длинного (ИК-2 м) – 0.4 м. Обоснованное применение высоких частот для генерирования электромагнитных полей обеспечивает высокую разрешающую способность. Это позволяет детализировать электрические свойства прискважинной зоны и геологического разреза в радиальном и вертикальном направлениях.

На этой основе решается широкий спектр теоретических и прикладных задач, которые ориентированы на оптимальную организацию поисково-разведочных и эксплуатационных работ (Антонов и др., 2000; Антонов, 1999; Антонов, Эпов, 2001; Эпов, Никитенко, 1993; Эпов и др., 1998).

Особое значение в последнее время приобретают геонавигационные возможности ВИКИЗ при проводке наклонно направленных скважин с горизонтальным завершением по нефтеносной части пласта. При этом геонавигацию осуществляют по двум взаимосвязанным критериям: удельному сопротивлению неизменной части пласта и появлению «буфера» пластовой воды за фронтом вытесненной нефти при заглублении ствола горизонтальной скважины к уровню ВНК. При исследовании вертикальных скважин очень важную роль играет выделение, корреляция и картирование продуктивных пластов и их элементов с использованием сиквенс-стратиграфического анализа (Карогодин, 1990; Карогодин и др., 1996; 2000).

Во всех случаях, особенно при навигации горизонтальных скважин, первостепенную роль играет детальная стратификация продуктивных пластов. Биостратиграфические методы здесь непригодны из-за недостаточной разрешающей способности. Также далеко не всегда эффективна корреляция по литологическим реперам и пачкам с использованием традиционных электрокаротажных методов. В процессе оценочно-разведочных и эксплуатационных работ все чаще возникает необходимость в корреляции тонких (0,3 – 1 м) продуктивных пластов. Эта задача может быть с успехом решена приемами литмо-стратиграфии (сиквенс-стратиграфии) с использованием данных ВИКИЗ. Этот метод обладает значительно более высокой разрешающей способностью и точностью, чем традиционные, позволяя безошибочно определять не только границы породно-слоевых систем (циклитов, сиквенсов), но и их элементов (парасиквенсов). Это является весьма важным для решения широкого спектра задач нефтяной геологии: по навигации горизонтальных скважин, межскважинной корреляции резервуаров с долабораторной оценкой качества их коллекторских и экранирующих свойств и др.

Существуют предпосылки для использования высоко-разрешенных диаграмм ВИКИЗ при создании более точных и детальных стратиграфических моделей бассейна, месторождения или залежи. На примере продуктивных меловых отложений Федоровского месторождения (среднее Приобье) показана возможность выделения по диаграммам ВИКИЗ ряда циклитов: покачевский, сармановский, пимский, алымско-викуловский и хантымансийско-уватский (Рис. 1). По существу это и есть основные подразделения региональной стратиграфической схемы. Подобным образом можно расчленить весь мезозойско-кайнозойский разрез Западной Сибири или другого нефтегазоносного бассейна (НГБ).

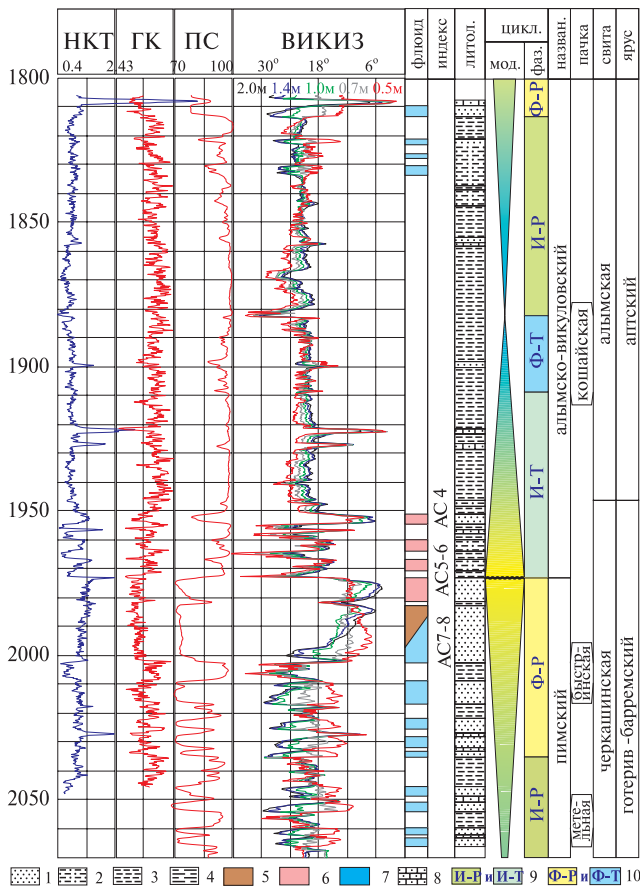


Рис. 2. Литостратиграфическая модель продуктивных готерив-аптских отложений скважины 4614 Федоровского месторождения по данным ВИКИЗ. 1 - песчаные алевролиты, 3 - глины, 4 - алевролитистые глины, 5 - нефть, 6 - газ, 7 - вода, 8 - карбонатность; Фазы регионального цикла: 9 - инициально-регрессивные и инициально-трансгрессивные, 10 - финально-регрессивные и финально-трансгрессивные

Фильтрационно-емкостные и экранирующие свойства пород связаны со структурой циклитов, с их элементами. В центральных и северных районах Западной Сибири основные горизонты коллекторов приурочены к регрессивным частям циклов осадконакопления. В отложениях финально-регрессивных (Ф-Р) элементов циклита они отличаются увеличенными мощностями и существенно улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Инициально-трансгрессивные (И-Т) базальные слои, как правило, имеют более низкие ФЕС. Данные ВИКИЗ позволяют разделить отложения этих двух элементов циклита, а, следовательно, качественно оценить и прогнозировать ФЕС. По данным БКЗ, как правило, эти переходные зоны не разделяются и отмечаются единым фрагментом свиты, хотя нередко они разделены перерывами в осадконакоплении.

Обнаружение и прогноз стратиграфических несогласий может быть весьма важной частью в интерпретации данных ВИКИЗ, так как залежи практически всех месторождений-гигантов (и супер-гигантов) мира являются стратиграфическими или с элементами стратиграфического не-

согласия (Бурган, Кхавар, Хасси-Мессауд, Прадхо-Бей, Панхендал-Хьюгтон, Ист-Техас, Талинское, Самотлорское, Юрубчено-Тухомское и др.).

Немаловажен и еще один момент при системно-стратиграфической интерпретации материалов ВИКИЗ. Наилучшими экранирующими (и корреляционными) свойствами обладают даже маломощные (первые метры) пачки тонкоотмученных глин, формировавшихся в финально-трансгрессивные фазы циклов. Ярким примером является маломощная кошайская пачка апта, удерживающая гигантскую нефтяную залежь (с газовой шапкой) высотой почти 150 м Самотлорского месторождения. Аналогичные функции выполняет прослой тонко отмученных глин чеускинской пачки, перекрывающих продуктивный пласт БС-10 (Рис. 1).

На рис. 2 показан пример использования данных ВИКИЗ для расшифровки системно-стратиграфической структуры продуктивной готерив-баррем-аптской части разреза Федоровского месторождения (Сургутский свод, Западная Сибирь), а также связи с ней коллекторов и экранов. Как и на Самотлоре, одна из основных залежей нефти этого месторождения связана с финально-регрессивными барремскими отложениями пимского регионального циклита (точнее – быстринского субрегионального, входящего в его состав).

По диаграммам ВИКИЗ видно, что эти отложения, насыщенные нефтью и газом (пласты AC₇₋₈), отличаются ФЕС во вскрытой части разреза. Пласты этой группы отложений имеют экран тонко отмученных глин в кровле. Их аномально низкое удельное сопротивление объясняется повышенной проводимостью гидратных слоев, содержащих диффузно распределенные катионы. При отжиме воды из глин их соленость увеличивается, что заметно снижает их удельное сопротивление. Такие характерные признаки свидетельствуют об относительно высокой проницаемости нижележащих коллекторов.

Вышележащие инициально-трансгрессивные базальные слои алымско-викуловского циклита апта имеют значительно худшие коллекторские свойства.

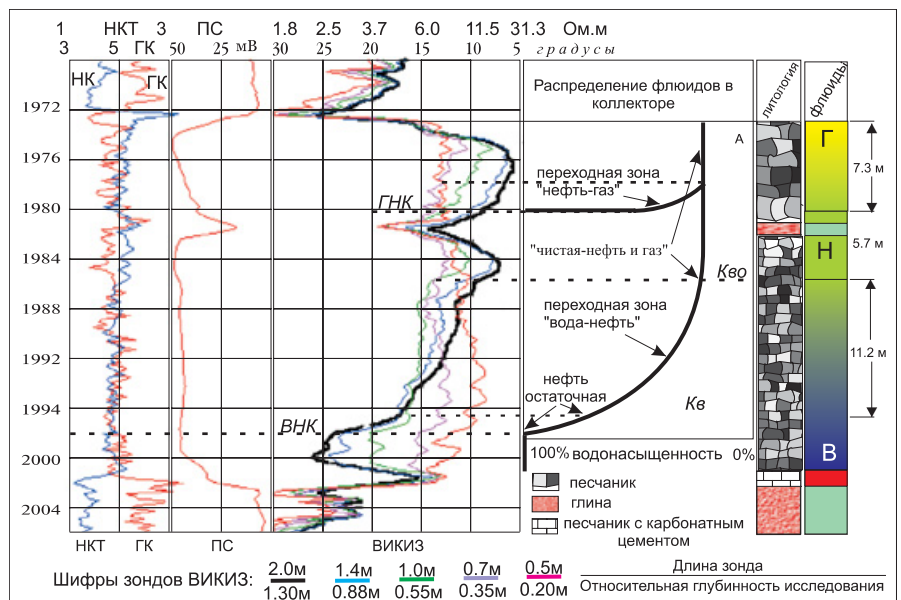


Рис. 3. Разрез залежи пластов AC 7-8. Федоровское месторождение. А. Схема распределения пластовых флюидов в переходной зоне.

Эта толща (мощностью около 20 м) представлена переслаиванием алевроито-глинистых песчаников с алевроитистыми глинами. Такие осадки формировались при низком стоянии уровня моря без явной направленности его изменения. Эти пласты-коллекторы (АС₄₋₆) насыщены газом (газовая шапка). Экраном для них служит достаточно мощная глинистая алымская свита апта с относительно маломощной кошайской пачкой. Толща сформировалась в финале трансгрессивной половины цикла.

В связи с тем, что нефтяная залежь, включающая пласты АС₇₋₈, разбуривается горизонтальными скважинами, при их проводке важно не выходить из нефтенасыщенной финально-регрессивной части пимского циклита. Ниже показана необходимость и возможность контролировать их положение в переходной зоне с высокими показателями нефтенасыщения. Оптимальная навигация горизонтальных скважин определяется измерениями электрических свойств коллектора.

В настоящее время в разработку вовлекается все большее количество маломощных продуктивных пластов. Нефтяная часть пластов при контакте с подошвенной водой и газовой шапкой становится недонасыщенной частью коллектора, т.е. нефтяной оторочкой. Насыщение оторочки неравномерное – чем ближе к ВНК, тем меньше нефти в порах коллектора. В оторочке выше ВНК формируется переходная зона. Мощность ее достигает 10 м и более. На рис. 2 показана оторочка в пласте АС₇₋₈ в переходной зоне, где электрические свойства зоны отражены инверсией каротажных диаграмм, вызванных окаймляющей зоной.

При разработке оторочек качество и количество извлекаемых углеводородов существенно снижается. В таких объектах экономически малоэффективны традиционные методы оценки насыщения и разделения коллекторов по ФЕС. Это связано с тем, что переходная зона содержит воду, которая легко извлекается с нефтью. Изменения электрических свойств в этих зонах, обусловленные техногенными процессами, часто не позволяют определить истинные сопротивления коллектора традиционным каротажом.

Проводка скважин наклонно-направленного бурения, в частности, с горизонтальным завершением, включая боковые врезки ствола из обсаженных скважин старого фонда, является одной из актуальных проблем. Методом ВИКИЗ и его модификациями (ВЭМКЗ и др.) исследовано около 400 скважин с горизонтальными стволами длиной более 500 м. Данные о тонкой структуре продуктивных пластов позволяют корректировать направление бурения скважин с оценкой ФЕС и насыщения пласта-коллектора, добываясь оптимальных дебитов нефти.

Таким образом, ВИКИЗ позволяет решать комплекс как научных задач нефтяной (даже шире – седиментационной) геологии и системного анализа, так и прикладных вопросов.

Литологическое расчленение терригенных отложений и выделение коллекторов целесообразно рассмотреть по данным каротажа вертикально-наклонных скважин. Такой разрез обычно описывают классическими одномерными моделями. Это, прежде всего, модели с несколькими коаксиальными границами, разделенные на пласты системой плоско-параллельных границ. В рамках этих моделей кажущиеся параметры измеренных полей трансформируются в истинные значения. Это позволяет восстанавливать разрез и выявлять даже незначительные отклонения от идеализированных моделей.

На рис. 3 приведены фрагменты каротажных диаграмм при вертикальном вскрытии продуктивного песчаника. Эти данные дополнены функцией распределения флюидов в коллекторе. Переходная зона отчетливо выделяется на диаграммах ВИКИЗ по двум качественным признакам. Во-первых, электропроводность пласта в его неизменной части, по данным длинного зонда (ИК-2 м / 1.2 м), почти линейно увеличивается от уровня ВНК. Это соответствует уменьшению количества пластовой воды и увеличению содержания нефти в поровом объеме. При этом по данным НКТ, ГК и ПС вещественный состав и емкостные свойства песчаника остаются практически неизменными по всей толще. Во-вторых, диаграммы зондов инвертируют по мере подъема от уровня ВНК. Инверсия кривых при перемещении к кровле пласта постепенно исчезает. В этом интервале наблюдается «понижающее проникновение», вызванное замещением нефти фильтратом бурового раствора скважины, и не отмечается подвижки пластовой воды. Соотношение минерализаций фильтрата бурового раствора и пластовой воды равно 0.1.

Как видно на рис. 3, коллектор существенно дифференцирован по электрическим свойствам. Так, ниже ВНК коллектор выделяется по уменьшению удельного сопротивления от скважины в глубь пласта («повышающее проникновение»). Здесь соленая пластовая вода вытеснена пресным фильтратом бурового раствора. Выше ВНК в переходной зоне формируется окаймляющая зона, размеры и радиус которой меняются по мере увеличения нефтесодержания. Выше переходной зоны, которая ограничена глинистой линзой (отметка 1801 м), наблюдается понижающее проникновение. В этом интервале замещение нефти и газа фильтратом из скважины приводит к уменьшению удельного сопротивления в зоне проникновения. Это свидетельствует о малом количестве подвижной пластовой воды.

Отмеченные особенности изменения электрических свойств по всей толщине коллектора, между отметками 1973 – 2001 м, объясняются различным содержанием пластовых флюидов (воды, нефти и газа), а также процессами вытеснения их слабо соленым фильтратом бурового раствора. Неоднородности в теле песчаного пласта отражены в литологической колонке: глина на отметке 1981.5 м и цементированный песчаник – 2002 м.

Над кровлей коллектора выделяется глинистый пласт. В его подошве, на контакте с коллектором отмечается тонкий пропласток глин существенно пониженного удельного сопротивления. Обычно такие изменения УЭС глин связаны с наличием хорошо проницаемых песчаников и падением давления флюида в глинах по направлению к песчанику (Магара, 1982). Это может привести к выходу флюида из глин в песчаник, после этого глины уплотняются, давление в порах уменьшается, а минерализация воды увеличивается. Такой процесс тесно связан с высокой проницаемостью песчаника на большой площади контакта глин. Это способствует относительно легкому выходу воды из глин. При «отжати» воды из глин в проницаемый песчаник пористость последних уменьшается, а минерализация пластовой воды и электропроводность глин в зоне контакта увеличивается. Это верно при условии постоянства производства пористости на минерализацию воды в порах глин.

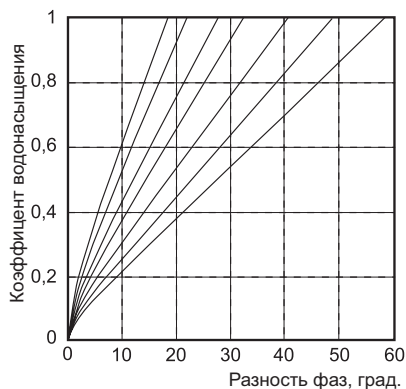


Рис. 4. Зависимость коэффициента водонасыщения от разности фаз для различного удельного сопротивления пласта при 100% насыщении пор пластовой водой.

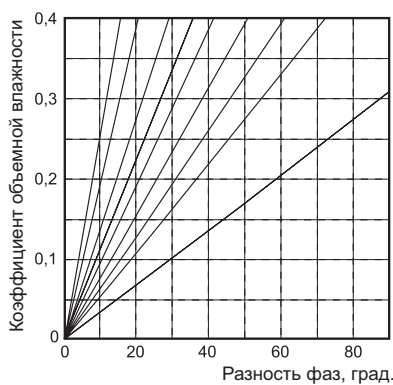


Рис. 5. Зависимость коэффициента объемной влажности пласта от разности фаз. Шифр кривых - удельное сопротивление пластовой воды.

При низкой проницаемости песчаника и небольшом его распространении (по сравнению с глинами) выход воды из глин является незначительным, следовательно, аномальный эффект не наблюдается.

Практическая ценность такой геоэлектрической диагностики разреза требует более широкого исследования и анализа данных ВИКИЗ.

Оценка насыщения коллекторов нефтью по данным ВИКИЗ базируется на двух основных положениях. Первое связано с широко используемой в практике эмпирической зависимостью параметра пористости от коэффициента водонасыщения пласта. Второе – отражает функциональную связь измеряемого в ВИКИЗ параметра – разности фаз, с истинным удельным сопротивлением пласта или его электропроводностью.

Как известно, фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов зависят от большого числа параметров. В частности, к ним относятся минеральный состав породы и цемента, их гидрофильность или гидрофобность, содержание связанной и капельной воды, гранулометрический состав и упаковка частиц, минерализация пластовой воды и форма порового пространства и др.

Перечисленное многообразие параметров создает большие проблемы в наведении «прочного моста» между лабораторными данными о физических свойствах керна и количественной интерпретацией данных ГИС. Данные геофизических методов необходимо согласовывать с петрофизической информацией о геологическом разрезе. Одна из проблем согласования заключается в разном масштабе неоднородностей. На измерения методами ГИС влияет широкий спектр микро- и макро-неоднородностей, в отличие от данных по керну, которые характеризуют, в основном, микро-неоднородности.

Электромагнитные изопараметрические зондирования с высоким разрешением техногенных изменений около скважины открывают новые возможности в решении задач промысловой геологии. Например, при вскрытии пластов-коллекторов, содержащих нефтяную оторочку (переходную зону), среда вокруг скважины становится сильно неоднородной по электрическим свойствам. Внедрение слабо соленого фильтрата бурового раствора «из-под долота» вытесняет, в первую очередь, подвижную нефть, а затем сильно соленую пластовую воду и её смесь с фильтратом. Во временном интервале понижающее проникновение преобразуется в повышающее, при этом по-

нижающее смещается в глубь пласта, образуя окаймляющую (буферную) зону за фронтом вытесненной нефти. Со временем окаймляющая зона оттесняется в глубь пласта силами давления фильтрата, что приводит к «размыванию» окаймляющей зоны. При этом контрастность электрических свойств между частью пласта около скважины и неизменным пластом постепенно снижается. Электрической моделью таких процессов является среда с тремя неизвестными электропроводностями, которые условно можно разделить двумя цилиндрическими границами (при этом параметры скважины считаются известными).

Отмеченное формирование электрических неоднородностей относится к условиям достаточно высокой репрессии бурового фильтрата на коллектор. Такие примеры многочисленны по ряду районов Западной Сибири, где применяется метод ВИКИЗ. Вместе с тем, существуют примеры вскрытия пластов при низкой репрессии на коллекторы. В этих случаях отмечены неглубокие проникновения с характерными отличиями для продуктивных и водонасыщенных пластов. Нефтеносные пласты выделяются понижающим проникновением при ранних измерениях после вскрытия коллекторов и при низких репрессиях на пласт. Водоносные пласты выделяются повышающим проникновением, если вода фильтрата отличается меньшей минерализацией от воды пластовой.

В общем случае необходимы по меньшей мере 5 независимых измерений с высокой разрешающей способностью вокруг скважины. Такими свойствами обладают изопараметрические зондовые системы. Аппаратура ВИКИЗ и её новейшие модификации решают эту задачу. Суть методики в следующем.

Зондами ВИКИЗ измеряют разность фаз $\Delta\phi$, которую в однородной изотропной среде представляют безразмерными параметрами p_{11} и p_{21} :

$$\Delta\phi = p_{11} - p_{21} - \arctg [(p_{11} - p_{21}) / (1 + p_{11} + p_{21} + 2p_{11}p_{21})] \quad (1)$$

Параметры p_{11} и p_{21} для изопараметрических зондов ВИКИЗ зависят, главным образом, от удельного сопротивления пласта. Учитывая численные значения изопараметров аппаратуры ВИКИЗ, выражение для разности фаз можно представить в следующем виде:

$$\Delta\phi = A \cdot (1 / \rho_{\text{пл}})^{0,5} - \arctg \{ [A \cdot (1 / \rho_{\text{пл}})^{0,5}] / [1 + B \cdot (1 / \rho_{\text{пл}})^{0,5} + C \cdot (1 / \rho_{\text{пл}})^{0,5}] \}, \quad (2)$$

где A, B и C – постоянные величины.

Коэффициент водонасыщения пластов оценивается по измеренной величине разности фаз, соответствующей неизменной части пласта. В решение задачи заложено эмпирическое уравнение Арчи вида:

$$K_{\text{в}} = (\rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{впгп}})^n \quad (3)$$

Эту зависимость можно представить в параболической форме от степени смачиваемости пор:

$$K_{\text{в}} = [(\rho_{\text{вп}})^{0,5}] \cdot [(1 / \rho_{\text{пл}})^{0,5}], \quad (4)$$

где $\rho_{\text{вп}}$ – удельное сопротивление пласта при 100 % насыщении коллектора водой.

Для пласта с переходной зоной можно использовать соответствующее значение удельного сопротивления ниже границы ВНК (см. например, рис. 3.); $\rho_{\text{внтп}} = \rho_{\text{п}} - \text{УЭС}$ пласта в переходной зоне с неизвестными объемами воды (в), нефти (н) и газа (г); n – показатель степени смачивания в (3) принимается равным 2 в (4).

Установлено, что уравнения (3) и (4) позволяют уменьшить погрешности, связанные с неточным определением удельного сопротивления пластовой воды и параметра пористости.

Как известно, метод ПС широко используется в Западной Сибири для оценки пористости песчано-глинистых коллекторов. Достоверность таких оценок обеспечена данными анализа керн. Одновременная регистрация ПС и ВИКИЗ, безусловно, полезная реализация.

Учитывая в (2) соотношение (4), получим выражение для разности фаз в зависимости от коэффициента водонасыщения и удельного сопротивления $\rho_{\text{вт}}$:

$$\Delta\varphi = A \cdot (1/\rho_{\text{п}})^{0.5} \cdot K_{\text{в}} - \arctg \{ [A \cdot (1/\rho_{\text{п}})^{0.5} \cdot K_{\text{в}}] / [1 + B \cdot (1/\rho_{\text{п}})^{0.5} \cdot K_{\text{в}} + C \cdot (1/\rho_{\text{п}})^{0.5} \cdot K_{\text{в}}^2] \}. \quad (5)$$

Отсюда следует функциональная связь кажущегося значения коэффициента водонасыщения пласта с разностью фаз и удельным сопротивлением:

$$K_{\text{в}} = F(\Delta\varphi, \rho_{\text{вт}}). \quad (6)$$

На рис. 4 показана зависимость коэффициента водонасыщения $K_{\text{в}}$ от разности фаз неизмененного пласта и его удельного сопротивления на 100% насыщенного пластовой водой. По данным ВИКИЗ достаточно просто выделяется водоносная часть и переходная зона коллектора. В качестве примера можно сослаться на рис. 3, где приведен фрагмент диаграмм ВИКИЗ и ПС в одной из скважин Федоровского месторождения. Вертикальной скважиной пересечены песчано-глинистые отложения. Вся толща пластов АС₇₋₈, включая переходную зону, выделяется практически постоянной аномалией ПС. Весь интервал характеризуется равным значением коэффициента пористости. Трансформации разности фаз в величины УЭС можно выполнять по кривой для однородной среды. Точность оценок УЭС возрастает, когда кривые зондов большой длины сближаются или совпадают.

Схема оценок насыщения пласта нефтью, которая контактна с подошвенной водой, достаточно проста. Определяют $\rho_{\text{вт}}$ ниже ВНК (контроль пористости по ПС) и значения разности фаз на интересующем пикете переходной зоны. По зависимости (6), рис. 4, оценивают общий коэффициент водонасыщения коллектора.

Результаты оценки насыщения коллектора снизу вверх следующие. Ниже ВНК $K_{\text{в}} = 1$. На границе критических значений удельного сопротивления («остаточная нефть+вода») $K_{\text{в}} = 0.75$. В переходной зоне $K_{\text{в}}$ уменьшается с 0.70 до 0.30. В насыщенной зоне $K_{\text{в}} = 0.30 - 0.27$.

Приведем еще один методический прием экспрессной оценки продуктивного коллектора.

Электрические свойства пород тесно связаны с их объемной влажностью. Параметр объемной влажности является функцией произведения коэффициентов пористости и водонасыщения $W = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}}$. Используя параболическую связь этих коэффициентов с параметрами пористости и насыщения, имеем уравнение:

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{в}} / W^2 \quad (7)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – удельное сопротивление пластовой воды.

Учитывая в (2) соотношение (7), получим выражение для разности фаз в зависимости от коэффициента объемной влажности и удельного сопротивления пластовой воды:

$$\Delta\varphi = AW/(\rho_{\text{в}})^{0.5} - \arctg \{ A/[(\rho_{\text{в}})^{0.5}W^{-1} + B + CW] \} \quad (8)$$

Следовательно,

$$W = f(\Delta\varphi, \rho_{\text{в}}). \quad (9)$$

Функциональная связь (9) представлена на рис. 5.

Таким образом, данные ВИКИЗ, соответствующие истинному значению разности фаз пласта-коллектора, позволяют оценить объемное содержание воды, если известно её удельное сопротивление. Для зависимости (9) существуют предпосылки к меньшим погрешностям соответствующих оценок, чем по уравнению (6).

Оперативные измерения разреза (модификация ВИКИЗ для аппаратуры в процессе бурения – ВИК-ПБ) при движении за долотом, а затем при подъеме бурового инструмента, позволяют оценить текущий коэффициент вытеснения нефти. Имея данные об электрических свойствах пластовой воды и воды фильтрата, находят значения объемной влажности $W_{\text{п}}$ и $W_{\text{пт}}$. По этим данным рассчитывают текущий коэффициент вытеснения нефти:

$$K_{\text{выт}} = (W_{\text{пт}} - W_{\text{п}}) / (K_{\text{п}} - W_{\text{п}}). \quad (10)$$

Точность определения коэффициента вытеснения нефти возрастает при увеличении минерализации промышленной жидкости и пластовой воды, снижающих влияние поверхностной проводимости пород.

Результаты оценки критических параметров, приведенные в таблице, получены по данным ВИКИЗ в скважинах вертикального бурения. Интерпретация выполнена по методике, изложенной выше.

По результатам зондирования залежей пластов из вертикальных скважин сделаны следующие выводы:

1. Вытеснение пластовых флюидов в ПЗ происходит бифронтально: фильтрат – буфер солёной воды – пластовый флюид.

2. Буферная (окаймляющая) зона контролирует толщину переходной зоны пласта-коллектора и является прямым признаком промышленного содержания нефти.

3. Численное значение разности фаз в переходной зоне пластов находится в прямой зависимости от коэффициента водонасыщения (нефтенасыщения) коллектора.

4. Критическое удельное сопротивление продуктивного коллектора приходится на нижнюю границу ПЗ, которая на 1–1.5м выше ВНК. Над границей зарождается инверсия кривых ВИКИЗ, постепенно затухающая к кровле пласта.

№ скв.	Глубина по скважине, м	Абс. глубина до кровли АС, м	$\rho_{\text{вт}}/\rho^*$	$\Delta\varphi^*$	$K_{\text{в}}^*$
4599	2132.0	1804.3	2.4/4.6	17.4	0.70
4614	1996.4	1806.2	2.5/5.2	17.2	0.72
4640	1945.6	1811.4	2.5/4.9	17.1	0.71
4659	2045.7	1813.7	2.4/4.6	17.5	0.71

Примечания. $\Delta\varphi^*$, ρ^* , $K_{\text{в}}^*$ – критические значения разности фаз, удельного сопротивления и коэффициента водонасыщенности, на уровне выше ВНК на 1.0 – 1.5м.

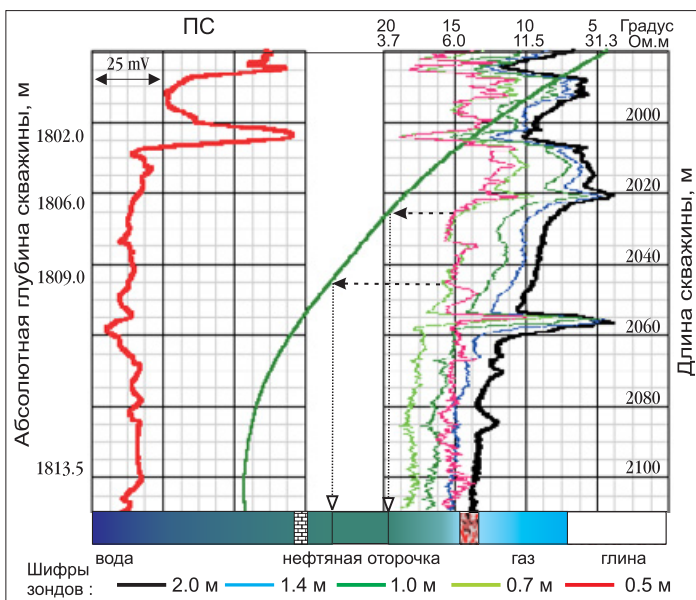


Рис. 6. Диаграммы ВИКИЗ и ПС на интервале перехода скважины в горизонтальное направление. От кровли пласта 1802 м скважина заглублена на 11.5 м. Ниже отметки 1809 м диаграмма зонда 0.5 м инвертирована за счет вытеснения пластовой воды и формирования окаймляющей зоны, что является признаком двухфазного течения пластовых флюидов. По данным зондирования оптимальный "коридор" для отбора безводной нефти находится между отметками 1806.5 - 1809.5 м по абсолютной глубине скважины.

5. Выше и ниже ПЗ наблюдаются «безбуферное» вытеснение пластовых флюидов. Так, насыщенные нефтью (газом) интервалы отмечаются неглубоким понижающим проникновением и высоким удельным сопротивлением пласта, а водоносные коллекторы ниже ВНК фиксируются повышающим проникновением и низким значением удельного сопротивления. Отмеченные признаки соответствуют промывочным буровым растворам, минерализация которых меньше минерализации пластовых вод. Измерения электрических свойств коллекторов около горизонтальных скважин в ПЗ позволяют оптимизировать навигацию.

Геонавигация горизонтальных скважин

Зона проникновения вокруг скважин, вскрывших песчаные тела залежей пластов АС₄₋₈ горизонтально и вертикально, имеет общие закономерности. Прежде всего, это относится к зоне буферного скопления соленой пластовой воды. Чем ближе к ВНК, тем контрастнее электрические характеристики между зоной пласта, примыкающей к скважине с повышенными значениями удельного сопротивления, и буферной зоной с низким удельным сопротивлением. При этом возрастает доля воды в порах пласта и уменьшается доля нефти.

На ранних этапах каротажа, выполненного с малым разрывом во времени после бурения, с наибольшей достоверностью оценивается истинное удельное сопротивление пласта. Признаки инверсии кривых зондирования являются достаточными, чтобы делать заключение о присутствии в пласте (на данной абс. глубине) не только подвижной нефти, но и подвижной пластовой воды. В совокупности, используя данные об удельном сопротивлении неизменной части коллектора и о признаках появления буферной зоны, результаты зондирования позволяют принимать решение об изменении положения ствола ГС по

глубине. Одним словом, эти две характеристики, измеряемые ВИКИЗ, позволяют оптимизировать проводку горизонтального ствола по наиболее насыщенной углеводородами толще коллектора. В противном случае, когда скважину ориентируют по абсолютной глубине на основе только кажущегося удельного сопротивления и без учета признаков подвижной пластовой воды, повышенный отбор пластовой воды, по всей видимости, гарантирован.

На рис. 6 приведен фрагмент диаграмм ВИКИЗ и ПС, соответствующий интервалу плавного перехода ствола скважины от кровли коллектора в горизонтальное направление. Измерения проводились через 12 часов после бурения. Ниже абс. глубины 1802 м скважина вошла в пласты АС₇₋₈, которые являются объектом для добычи нефти. Несмотря на многочасовое бурение всего интервала до забоя (2110 м), ниже кровли пласта не появились признаки вытеснения пластовой воды, что соответствует высокому насыщению пласта нефтью. При углублении скважины на 5.5 м (абс. гл. -1807.5 м) наблюдается инверсия диаграммы зонда ИК-0.5 м. Это связано с начальной стадией формирования буферной зоны за фронтом вытесненной нефти. Следовательно, оптимальный уровень для бурения находится в коридоре абс. глубин 1808 ± 1.5 м.

Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ № № 01-05-65180, 02-06-80517.

Литература

- Антонов Ю.Н., Медведев Н.Я., Глебочева Н.К., Запивалов Н.П. Флюидодинамический мониторинг в переходных зонах горизонтальных скважин. *Геологической службе России 300 лет. Тез. докл. Межд. конф. «Геофизические и петрофизические методы исследования нефтегазовых скважин»*. Изд-во «Welcome». С.-Пб. 2000. 370-371.
- Антонов Ю.Н. Критические параметры в коллекторах с переходной и окаймляющей зонами по данным ВИКИЗ. Динамика флюидов в коллекторах по данным ВИКИЗ. *Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах*. Новосибирск. Изд-во СО РАН НИЦ ОИГГМ. 1999. 172-180. 159-172.
- Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Глебочева Н.К. Дилатантные зоны коллекторов по данным ВИКИЗ в горизонтальных скважинах. *Тез. Межд. конф. «Геофизические и петрофизические методы исследования нефтегазовых скважин»*. С.-Пб. 2000. 369-370.
- Антонов Ю.Н. Интерпретация диаграмм ВИКИЗ. *НТВ «Каротажник»*. вып. 64. 1999.
- Антонов Ю.Н., Эпов М.И. Экспрессоценка насыщенности переходной зоны коллекторов по данным ВИКИЗ. *НТВ «Каротажник»*, вып. 84. Изд. АИС. 2001. 103-115.
- Крумбейн В.К., Слосс Л.Л. *Стратиграфия и осадкообразование*. Гостопиздат, 1960.
- Карогодин Ю.Н. *Введение в нефтяную литологию*. Новосибирск. Наука. 1990.
- Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С. и др. *Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект*. Новосибирск. Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ. 1996.
- Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. *Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокма (системно-литологический подход)*. Новосибирск. Изд-во СО РАН. 2000.
- Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. *Прикладная геология нефти*. М. Недра. 1982.
- Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. *Методическое руководство*. Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Новосибирск. НИЦ ОИГГМ СО РАН. Изд-во СО РАН. 2000.
- Эпов М.И., Никитенко М.Н. Система одномерной интерпретации данных высоко-частотных индукционных каротажных зондирования. *Геология и геофизика*. № 2. 1993. 124-130.
- Эпов М.И., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н. Оценка параметров тонкослоистых коллекторов по данным ВИКИЗ в горизонтальных скважинах. *Геология и геофизика*. № 11. 1998. 134-140.
- VIKIZ Method for logging Oil and Gas Boreholes*. Novosibirsk. Branch "Geo" of the Publishing House of the SB RAS. 2002.

Юрий Николаевич Антонов

Гл. науч. сотр., д.т.н., профессор НГУ, академик РАН. Окончил Новосибирский электротехнический институт. Научные интересы связаны с развитием электромагнитных методов исследования нефтегазовых скважин. Автор более 80 научных работ и изобретений. Автор метода ВИКИЗ.

**Михаил Иванович Эпов**

Зам. директора Института геофизики СО РАН, зав. лаб. Электромагнитных полей, д.т.н., профессор. Окончил Новосибирский госуниверситет. Возглавляет Сибирскую школу электромагнитных исследований. Автор более 90 научных работ.

**Юрий Николаевич Карогодин**

Г.н.с., д.г.-м.н., профессор НГУ, Соросовский профессор, академик РАН, Лауреат гос. премии РФ, Почетный разведчик недр. Научные интересы связаны с теоретическими и прикладными задачами общей и нефтяной геологии, системным анализом. Разработчик нового направления геологии – литмологии. Автор более 400 научных работ, 18 монографий.

**Надежда Константиновна
Глебочева**

Зам. упр. трестом «Сургутнефтегеофизика» по геологии, к.г.-м.н. Окончила Грозненский нефтяной институт. Область научных интересов – нефтепромысловая геология и геофизика. Автор более 50 научных работ.

**Данила Петрович Юшин**

Н.с. Инс-та геологии нефти и газа СО РАН. Окончил Новосибирский госуниверситет. Научные интересы: седиментационная цикличность, геология осадочных бассейнов, моделирование месторождений нефти и газа. Автор 11 научных работ и монографии.

**Ирина Дмитриевна Дранчук**

Геофизик 1 категории контрольно-интерпретационной партии треста «Сургутнефтегеофизика». Аспирантка Института геофизики СО РАН. Закончила Карагандинский политехнический институт.

**ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
НА ОСНОВЕ ВИКИЗ**

В методическом руководстве приведены основы теории высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований в нефтегазовых скважинах, рассмотрен широкий круг методических вопросов применения ВИКИЗ и интерпретации диаграмм в терригенных разрезах. Проанализирован и обобщен более чем десятилетний опыт практического применения ВИКИЗ в различных районах. Приведено описание многофункциональной компьютерной системы интерпретации диаграмм и даны рекомендации по ее использованию. Методическое руководство предназначено для геофизиков и геологов, специализирующихся в области промысловой геофизики. Книга также будет полезна студентам, аспирантам и научным работникам, интересующимся геофизическими исследованиями в скважинах. Издание осуществлено по заказу и при поддержке Министерства топлива и энергетики Российской Федерации.

Методическое руководство

Научные редакторы:

М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов

Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000, 121с.

Составители:

И.Н. Ельцов, С.С. Жмаев, А.Н. Петров, В.Н. Ульянов, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, К.Н. Каюров, В.В. Киселев, В.Т. Лаврухов, С.В. Мартаков, М.Н. Никитенко, М.Ю. Ревва, А.Ю. Соболев, К.В. Сухорукова, А.Б. Черяука