

УДК 622.276

DOI: 10.17122/ngdelo-2018-4-13-24

ОБОБЩЕНИЕ МЕТОДОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ И ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

GENERALIZATION OF FIELD GEOPHYSICAL METHODS OF LAYERS AND WELLS RESEARCH IN THE PROCESS OF PREPARATION AND EXECUTION OF REPAIR AND INSULATION WORKS

В. Г. Уметбаев
Vil G. Umetbaev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Ю. А. Котенев
Yu.A. Kotenev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
ГАНУ «Институт стратегических
исследований Республики
Башкортостан»,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Institute for Strategic Research
of Bashkortostan Republic,
Ufa, Russian Federation

Ш. Х. Султанов
Sh. Kh. Sultanov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
ГАНУ «Институт стратегических
исследований Республики
Башкортостан»,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Institute for Strategic Research
of Bashkortostan Republic,
Ufa, Russian Federation

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) являются одним из средств реализации проектов и технологических схем разработки месторождений путем обеспечения оптимальных условий работы продуктивных пластов и скважин для достижения запланированной (максимальной) выработки запасов нефти.

РИР подразделяются на технологические и восстановительные. Технологические РИР включают в себя работы по отключению обводненных интервалов (пропластков) и отключению из эксплуатации отдельных предельно обводненных пластов. К восстановительным РИР относятся устранение негерметичности эксплуатационной колонны, исправление негерметичности цементного кольца и наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной.

Приведенный анализ применения различных методов исследований пластов и скважин показывает, что несмотря на наличие большого количества методов по выделению нефтенасыщенной и обводненной частей пластов возможность их эффективного применения должна обосновываться в зависимости от геолого-физических, геолого-технических условий пласта и скважин, а также состояния разработки месторождений. Это же касается и методов определения состава жидкости в стволе скважины и оценки технического состояния скважин. Поэтому обоснованное регламентирование геофизических исследований будет способствовать повышению технологической эффективности капитального ремонта скважин в области ограничения притока попутно добываемой воды и восстановления работоспособности скважин на месторождениях.

Проведению РИР должно предшествовать как можно более полное изучение нефтенасыщенности продуктивных пластов по данным промыслово-геофизических, гидродинамических исследований и анализа всей геолого-промысловой информации.

Обоснованное регламентирование геофизических исследований будет способствовать повышению технологической эффективности капитального ремонта скважин в области ограничения притока попутно добываемой воды и восстановления работоспособности скважин на месторождениях.

Ключевые слова

ремонтно-изоляционные работы,
методы геофизических
исследований скважин,
гидродинамические
исследования, негерметичность
эксплуатационной колонны

Repair and insulation operations (RIO) are one of the methods of realization of projects and technological schemes of oil and gas fields exploitation through ensuring optimal conditions for productive layer and wells working to achieve planned (maximal) production of oil reserves.

RIO are subdivided into technological and reconstructive ones. Technological RIO include flooded intervals (interlayers) cutoff and separate utterly flooded layers cutoff works. Reconstructive RIO include the repairing the pressure leak of a production string, rectification the pressure leak of a cement ring and build-up of the cement ring around the production string.

The above analysis of different methods application for reservoir and well studies shows that, despite of a large number of available methods for separating the oil-saturated and watered parts of the layers, the possibility of their effective application should be justified depending on the geological, physical and technical conditions of layers, wells, deposits. The same applies to methods for determining the composition of fluid in the wellbore and assessing the technical condition of the wells. Therefore, a well-grounded regulation of geophysical research will contribute to improving the technological efficiency of well workover in the field of limiting the inflow of associated produced water and restoring well service at the fields.

Oil saturation researching according to field geophysical data, hydrodynamical research and field geological data analysis should be as extensive as it possible and must precede the repair and insulation operations.

Reasonable regulation of geophysical survey is to contribute to technological efficiency increasing of a workover of wells in the fields of associated water flow restrictions and working capacity restoration of wells.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) являются средством реализации проектов и технологических схем разработки месторождений путем обеспечения оптимальных условий работы продуктивных пластов для достижения максимальной их выработки.

РИР подразделяются на технологические и восстановительные. Технологические РИР включают в себя работы по отключению обводненных интервалов (пропластков) и отключению из эксплуатации отдельных предельно обводненных пластов. Необходимость проведения указанных видов РИР обуславливается неравномерной выработкой и обводнением продуктивных пластов по причине, в первую очередь, их проницаемостной неоднородности. Поэтому вытеснение нефти водой происходит крайне неравномерно, вода прорывается, особенно закачиваемая, в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам, со временем содержание воды увеличивается и достигает такого уровня, когда эксплуатация скважины становится экономически нерентабельной. В перечисленных условиях проведение технологических РИР способствует повышению нефтеотдачи пластов и достижению высоких технико-экономических показателей разработки месторождений.

К восстановительным РИР относятся устранение негерметичности эксплуатацион-

Key words

repair and insulation operations, methods of geophysical research of wells, hydrodynamic research, pressure leak of a production string

ной колонны, исправление негерметичности цементного кольца и наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной. Целью проведения перечисленных РИР является приведение конструкции скважин в соответствие с современными требованиями охраны недр и окружающей среды, то есть восстановление конструкции скважин [1, 2].

Проведению РИР должно предшествовать как можно более полное изучение нефтенасыщенности продуктивных пластов по данным промыслово-геофизических, гидродинамических исследований и анализа всей геолого-промысловой информации.

На многопластовых месторождениях основными целями глубинных исследований являются выявление работающих и неработающих пластов, оценка количества и состава притока из каждого пласта и отдельных частей одного и того же пласта. Для этого выделяются и оцениваются интервалы поглощения закачиваемой воды в нагнетательные и притока жидкости в добывающие скважины с использованием следующих методов промыслово-геофизических исследований [3–6].

Метод радиоактивных изотопов, основанный на адсорбции радиоактивного вещества, добавляемого в нагнетаемую воду, на поверхности породы. Эти интервалы пласта выделяются радиоактивными аномалиями на диа-

граммах гамма-каротажа. Однако данный метод опасен для обслуживания, поэтому в настоящее время практически не применяется.

Метод термометрии выделяет работающие и неработающие пласты по температурным аномалиям. Более эффективен в нагнетательных скважинах. Поэтому требуется комплексирование его с дебитомером и влагомером в определенных термобарических и геолого-технических условиях эксплуатации добывающих скважин.

На термограммах интервалы поступления жидкости из пластов характеризуются увеличенным значением градиента температур (увеличение угла наклона термограммы к оси глубин) по сравнению с перемычками. Это объясняется калориметрическим смешиванием притекающего из пласта жидкости с восходящим потоком. Градиент температур в перемычках между пластами в зависимости от дебита и длительности работы скважины может быть равным нулю, постоянным или слабо меняться с глубиной. В интервалах неоднородных пластов градиент температур может существенно меняться с глубиной и в отдельных пропластках уменьшаться до нуля. В однородных пластах градиент температур постоянен. Поэтому границы притока жидкости из верхних перфорированных пластов устанавливаются по точкам перегиба термограммы, соответствующим переходу от слабоменяющегося (в перемычках) к резкоменяющемуся участку градиента температур (в неоднородном пласте) и к участку большого градиента температур (в однородных пластах). Аналогично устанавливается и верхняя граница притока из нижнего перфорированного пласта. Выделение притока жидкости в подошве нижнего перфорированного пласта представляет собой сложную задачу. Для ее решения необходимо проведение комплексных исследований термометрией, методами потокометрии и с использованием влагомера. На термограмме подошва отдающего интервала устанавливается по резкому приращению температуры. Положительная величина приращения температуры в подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование жидкости по пласту, отрицательная величина — на дросселирование газа или прорыв закачиваемых вод с температурой ниже пластовой.

Метод механической потокометрии, основанный на регистрации скорости потока на-

гнетаемой и добываемой жидкости. Однако достаточно часто не коррелируются данные исследований в нагнетательных и добывающих скважинах. Ряд исследователей объясняет это тем, что данные потокометрии оценивают только призабойную, а не межскважинную зону.

Метод термокондуктивной потокометрии, основанный на регистрации датчиком изменений температуры жидкости в зависимости от скорости потока. Осуществляется с использованием скважинного термокондуктивного индикатора притока (СТИ; первоначальное название — термокондуктивный дебитомер (СТД)) — одного из электрических дебитомеров [7]. Его основными частями являются непрерывно нагреваемое или предварительно нагретое тело, помещенное в поток жидкости, и датчик температуры. Скорость потока жидкости определяется по количеству отдаваемого этим телом тепла в единицу времени. Преимуществами СТИ перед механическими дебитомерами являются возможность определения малых (до 5 м³/сут) и средних дебитов, меньшая подверженность влиянию механических примесей в исследуемой жидкости. СТИ (СТД) применяются в нефтяных и газовых скважинах, эксплуатирующихся безводной нефтью или газом, нагнетательных и бурящихся скважинах, в которых наблюдаются интенсивные поглощения. В перечисленных условиях СТИ (СТД) позволяет определять интервалы притока и поглощения, работающую толщину пласта и количественный профиль притока, глубину установки насосно-компрессорных труб. При исследовании скважин, в которых имеется многофазный поток, результаты СТИ (СТД) являются качественными, то есть можно оценить наличие отдающего интервала, его границы и приблизительный дебит. Наиболее неблагоприятными условиями исследований являются двухфазный поток нефти с водой, наличие небольших перемычек между отдельными пластами (интервалами) и малых удельных дебитов.

Электрические термометры сопротивления (например СТЛ) фиксируют изменение температуры среды в функции глубины и времени и предназначены для определения основных геотермических параметров, тепловой характеристики пород, изучения технического состояния скважин и, в целом, для контроля за разработкой месторождений [5, 6, 8–10].

Метод фотокалориметрии нефти основан на том, что в зависимости от содержания в нефти смол и асфальтенов изменяется коэффициент светопоглощения нефти (K_{cn}). Величина K_{cn} увеличивается от свода к периферии залежи и от кровли к подошве пласта. Поскольку свойства нефти в разных пластах различаются между собой, то по величине K_{cn} можно определить работающий пласт. Однако на поздних стадиях разработки изменяются и свойства нефти. Поэтому не всегда возможно однозначное заключение по данному методу.

Метод определения содержания микроэлементов в пробах нефти основан на определении содержания ванадия и кобальта, содержащихся в большей степени в асфальтенах. Поскольку нефти по содержанию микроэлементов различаются в зависимости от нахождения объекта разработки по разрезу или площади, то результаты анализа проб нефти используются для определения притока нефти из перфорированных пластов, перетока из неперфорированного пласта в перфорированный, неперфорированного пласта в перфорированный, эффективности геолого-технических мероприятий.

Метод спектральной шумометрии основан на определении уровня шума в эксплуатационной колонне. Высокий уровень шума показывает интенсивную работу перфорированных интервалов пласта, слабый шум соответствует слабой работе пласта. Наличие шума в неперфорированном интервале может быть связано с заколонным движением жидкости. Недостаток — значительное влияние внешнего шума. Поэтому результаты исследований зависят, кроме прочего, от местоположения скважины.

Радоновый индикаторный метод основан на введении в пласт некоторого объема меченой радиоактивным изотопом радон-222 жидкости и последующем исследовании с помощью гамма-каротажа (ГК). Позволяет выделить высокопроницаемые обводненные пропластки, оценить техническое состояние скважины, оценить эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ). Недостаток — опасность радиоактивного заражения.

Одной из причин обводнения скважин является подъем водонефтяного контакта (ВНК). Поэтому очень важно его достоверное определение. Для этого применяются методы, описанные в [11, 12].

Метод электрометрии, главное назначение которого изучение геологического разреза скважины путем регистрации кажущегося удельного электрического сопротивления p_k и потенциалов U_{cn} собственной поляризации [13]. В настоящее время имеются методики интерпретации и техника исследований, которые позволяют этот метод использовать для определения положения ВНК, количественной оценки нефтеводонасыщенности коллекторов, их пористости, проницаемости, глинистости и т.д. (таблица 1). Нефтенасыщенные интервалы выделяются большей величиной p_k по сравнению с водонасыщенными. Для нефтенасыщенных пород величина p_k изменяется от единиц до 1000 Ом·м в зависимости от дисперсности породы. Мелкозернистые песчаники имеют большую дисперсность (удельную поверхность), поэтому содержат больше связанной воды, и у них p_k меньше по сравнению с крупнозернистым песчаником. В условиях обсаженных скважин и предельной обводненности метод недостаточно эффективен.

Метод радиометрии основан на регистрации нейтронных свойств хлора и натрия, входящих в состав солей пластовой воды. Сечение захвата (δ_3) тепловых нейтронов хлором в 100 раз больше сечения захвата ядрами других элементов в породах и насыщающих их жидкостях. Поэтому водоносные пласты имеют повышенную интенсивность радиационного гамма-излучения по сравнению с нефтеносными пластами. Методы радиометрии бывают в стационарной и импульсных модификациях:

— нейтронный гамма-метод (НГМ). Неоднократные исследования позволяют проследить перемещение ВНК во времени. Недостаток — значительное влияние литологии пласта на результаты исследований;

— нейтрон-нейтронный метод (ННМ), который определяет ВНК по изменению плотности тепловых нейтронов при переходе из водоносной в нефтеносную часть коллектора благодаря разному содержанию хлора в них. Диаграммы записываются двухканальным прибором. Источниками быстрых нейтронов служат полониево-бериллиевые источники, а индикаторами тепловых нейтронов — сцинтилляционные счетчики Zn S(B). В фонтанных скважинах регистрация тепловых нейтронов производится малогабаритным прибором ВУФ ВНИИГеофизики. Преимуществом ННМ перед НГМ является меньшее влияние лито-

Таблица 1. Классификация методов ГИС применительно к изучению работы пластов и технического состояния скважин

| № п/п | Метод ГИС | Принцип работы | Назначение |
|---|--|--|---|
| Определение интервалов притока и поглощения | | | |
| 1 | Радиоактивных изотопов | Адсорбция радиоактивного вещества на поверхности породы, выявляемая аномалиями ГК | Изучение путей движения нагнетаемой воды |
| 2 | Термометрии | Регистрация разного градиента температур в работающих и неработающих пластах | Выделение границ притока жидкости из пластов |
| 3 | Механической потокометрии | Регистрация скорости потока нагнетаемой и добываемой жидкости | Выделение интервалов поглощения и притока жидкости |
| 4 | Термокондуктивной потокометрии (СТИ — СТР) | Регистрация датчиком изменений температуры жидкости в зависимости от скорости потока | Определение интервалов и количественная оценка профиля притока до 5 м ³ /сут |
| 5 | Электрического термометра сопротивления (СТЛ) | Фиксирование изменения температуры среды в функции глубины и времени | Определение основных геотермических параметров, тепловой характеристики пород, изучение технического состояния скважин |
| 6 | Фотокалориметрии | Измерение коэффициента светопоглощения $K_{св}$ нефти, зависящего от содержания смол и асфальтенов | Определение работающей толщины пласта |
| 7 | Определения содержания микроэлементов в пробах нефти | Определение содержания ванадия и кобальта | Определение притока нефти из перфорированных пластов, перетока нефти из неперфорированных в перфорированные пласты |
| 8 | Спектральной шумомерии | Регистрация уровня шума в эксплуатационной колонне | Определение интенсивности работы перфорированных и неперфорированных пластов по уровню шума |
| 9 | Радоновый индикаторный | Введение в пласт меченой радиоактивным изотопом радон-22 жидкости и исследование ГК | Выделение высокопроницаемых обводненных пропластков, оценка технического состояния скважин, эффективности ГТМ |
| Определение ВНК | | | |
| 10 | Электрометрии | Регистрация кажущегося удельного электрического сопротивления ρ_k и потенциала собственной поляризации $I_{см}$ | Изучение геологического разреза скважин, определение положения ВНК, количественная оценка нефтеводонасыщенности коллектора, пористости, проницаемости, глинистости и т.д. |
| 11 | Радиометрии | Регистрация нейтронных свойств хлора и натрия, входящих в состав солей пластовой воды | Выделение водоносных (обводненных) пластов по повышенной интенсивности гамма-излучения |
| 11.1 | Нейтронный гамма-метод (НГМ) | | Прослеживание перемещения ВНК во времени. Недостаток — значительное влияние литологии на результаты исследований |
| 11.2 | Нейтрон-нейтронный метод (ННМ) | | Определение ВНК. Недостаток — меньшая глубина исследования по сравнению с НГМ |
| 11.3 | Импульсный нейтронный метод (ИНМ) | Источник излучения генерирует быстрые нейтроны в течение коротких, повторяющихся интервалов времени | Выделение нефтеносных и водоносных пластов по величине времени жизни тепловых нейтронов: она больше в нефтеносных пластах |
| 11.3.1 | Импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ) | | Высокая чувствительность к определению нефтенасыщенности горных пород |
| 11.3.2 | Импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ) | | Меньшее влияние скважины на его показания, скорость счета выше в 5–10 раз. Недостаток — глубинность исследования не превышает 35 см |
| 12 | Наведенной радиоактивности (НА) | Измерение искусственно вызванной радиоактивности после облучения пород нейтронами | Расчленение нефтеносных и водоносных пород. Против водоносных пород регистрируется повышенная интенсивность активации |

| № п/п | Метод ГИС | Принцип работы | Назначение |
|---|---|--|---|
| Определение путей поступления воды в скважину | | | |
| 13 | Гамма-плотнометрии | Регистрация интенсивности излучения в скважинной среде от изотопного гамма-источника. Она находится в обратной зависимости от плотности смеси в стволе скважины | Изучение состава жидкости в стволе скважины |
| 14 | Влагометрии (диэлектрической проницаемости скважинной жидкости) | Измерение диэлектрической проницаемости скважинной жидкости | Определение содержания воды в потоке скважинной жидкости |
| 15 | Резистивиметрии | Использование удельного электрического сопротивления или проводимости водонефтяной смеси в стволе скважины | Определение ВНР, структуры гидрофильной смеси, места поступления воды различной минерализации (по проводимости). Определение типа смеси: гидрофильная или гидрофобная (по удельному сопротивлению) |
| Определение технического состояния скважин | | | |
| 16 | Акустической цементометрии (АКЦ) | Измерение амплитуды продольных волн, излучаемых источником и распространяемых по обсадной колонне A_k (трубная волна), цементному кольцу и породе A_n , и регистрация времени распространения упругих колебаний t_n в перечисленных средах | Определение высоты подъема цемента, наличия или отсутствия цемента за колонной и качественная оценка состояния сцепления цемента с металлом труб и породами |
| 16.1 | Акустический цементомер (АРКЦ-Т) | Регистрация реверберационных колебаний в колонне, связанных со степенью сцепления цементного камня с ней, при сканировании ее ультразвуковыми импульсами | Определение степени сцепления цементного камня с колонной в зависимости от энергии колебаний: при отсутствии сцепления энергия велика |
| 16.2 | Скважинный акустический телевизор (САТ) | Регистрация изменения отражающей способности системы «труба — цементный камень» при сканировании колонны ультразвуковыми импульсами | Оценка состояния внутренней поверхности обсадных труб путем получения в акустическом поле изображения поверхности развертки стенок труб, заполненных промывочной жидкостью или нефтью (каверны, трещины, коррозионные повреждения, муфтовые соединения, количество и местоположение перфорированных отверстий) |
| 17 | Гамма-гамма цементометрии (ГГЦ-УЗБА) | Регистрация по периметру колонны рассеянного гамма-излучения при облучении исследуемой среды ампульным изотопным гамма-источником | Определение наличия цементного камня за колонной, его плотности, теплоты и равномерности заполнения цементным раствором заколонного пространства и эксцентриситета колонны |
| 17.1 | Гамма-гамма дефектометрии и толщинометрии (СГДТ) | Регистрация по периметру колонны рассеянного гамма-излучения при облучении исследуемой среды ампульным изотопным гамма-источником | Определение качества цементирования обсадных труб путем регистрации изменения плотности вещества в заколонном пространстве по сравнению с известными значениями плотности бурового раствора или цементного камня в интервалах качественного цементирования. Определение толщины стенок колонны с использованием отношения интенсивности гамма-излучения в скважине и в эталонировочном устройстве |
| 18 | Термометрии | Регистрация температурных аномалий | Определение верхней границы цементного кольца, степени равномерности распределения цемента в соответствии с литологией, интервалов негерметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца (перетока) |

логии, а его недостатком — меньшая глубина исследования, чем НГМ;

— комплекс методов НГМ + ННМ. Он более информативен, но в настоящее время практически не применяется в связи с появлением импульсных методов;

— импульсный нейтронный метод (ИНМ). Его отличие от обычных нейтронных методов заключается в том, что источник излучения генерирует быстрые нейтроны лишь в течение коротких, повторяющихся интервалов времени, а индикатор регистрирует интенсивность поля тепловых нейтронов или гамма-квантов

также в течение некоторых интервалов времени, сдвинутых по отношению ко времени облучения среды. Существуют два варианта регистрации. Первый — это импульсный нейтрон-нейтронный (ИННМ) и второй — импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ). Преимуществом ИНГМ перед ИННМ является меньшее влияние скважины на его показания, скорость счета выше в 5–10 раз;

— метод наведенной радиоактивности (НА) основан на измерении искусственно вызванной радиоактивности, возникающей при облучении пород нейтронами. Метод НА применяется для расчленения нефтеносных и водоносных пород, так как число активированных ядер натрия и хлора в водоносном коллекторе значительно больше, чем в нефтеносном. Поэтому против водоносных пород регистрируется повышенная интенсивность активаций. Необходимо использовать только глубоко проникающее нейтронное излучение, так как значительно влияние стальной колонны и цементного кольца.

Для правильного построения технологии РИР важно знать пути поступления воды в ствол скважины. Эта задача решается путем исследования состава смеси в стволе скважины геофизическими методами: гамма-плотнометрией, влагометрией и резистивиметрией.

Метод гамма-плотнометрии (гамма-гамма-каротаж скважинной смеси) основан на регистрации интенсивности излучения в скважинной среде от изотопного гамма-источника. Она определяется поглощающими свойствами скважинной среды и находится в обратной зависимости от плотности смеси в стволе скважины. Применяются две разновидности гамма-плотнометрии: ГПП-П, который определяет плотность смеси в свободно промываемом пространстве зонда (фонаре) и является локальным методом изучения состава смеси в стволе скважины; ГПП-Р определяет среднюю плотность смеси по всему сечению эксплуатационной колонны. Обе разновидности метода применяются совместно для изучения состава жидкости в стволе скважины. Плотность смеси в лифтовых трубах определяется только ГПП-П. Межтрубное пространство (между НКТ и колонной) изучается и ГПП-П путем спуска прибора в межтрубное пространство, и ГПП-Р путем спуска прибора в лифтовые трубы (НКТ). При исследовании

скважин с дебитом менее 100 т/сут ГПП-П должен быть снабжен пакером.

Недостаток ГПП — получение только качественных результатов в случае поступления жидкости в ствол скважины из нескольких интервалов и с различной минерализацией воды. Кроме того, перед исследованием ГПП необходимо иметь достоверную информацию о дебите жидкости, ее обводненности и плотности воды и нефти.

Метод влагометрии (диэлькометрии) основан на измерении диэлектрической проницаемости скважинной жидкости. Глубинный влагомер представляет собой LC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа.

Недостатком влагомера является влияние структуры и дисперсности смеси на показания прибора.

Метод резистивиметрии основан на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины — удельного электрического сопротивления или проводимости. Он является основным для различения двух типов смеси в скважине гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти), так как первая смесь имеет удельное сопротивление близкое к воде, вторая смесь — близкое к нефти.

Имеются две модификации резистивиметров: бесконтактные индукционные (ИР) для измерения удельной проводимости и одноэлектродные на постоянном токе для измерения удельного сопротивления. Индукционный датчик проточно-погружного типа содержит две тороидальные катушки, одна из них возбуждает в исследуемой среде токи высокой частоты (100 КГц), вторая катушка принимает сигналы, пропорциональные удельной проводимости среды.

С помощью ИР определяются водонефтяной раздел (ВНР), структура потока гидрофильной смеси, место поступления в колонну воды различной минерализации в гидрофильной среде. Недостаток — возникновение случайного увеличения значений проводимости в зависимости от структуры потока.

Одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе используются только для определения типа движущейся в скважине смеси: гидрофильная или гидрофобная. Измерения производят при подъеме скважинного прибора в лифт. Недостаток — трудоемкость

исследований, связанная с неоднократными снижениями уровня жидкости в скважине и измерениями резистивиметром.

Для исследования технического состояния скважины применяются следующие геофизические исследования [4, 5, 14, 15].

Метод акустической цементометрии (АКЦ) основан на измерении амплитуды продольных волн, излучаемых источником и распространяемых по обсадной колонне A_K (трубная волна), цементному кольцу и горной породе АП (стенкам скважины), и регистрации времени распространения упругих колебаний в перечисленных средах t_n . Малая амплитуда A_K (не более 0,2 от максимального значения) является признаком сцепления цементного камня с колонной. Большая амплитуда A_K (не менее 0,8 от максимального значения) указывает на отсутствие сцепления. Отклонение времени распространения продольной волны в породе t_n от времени пробега упругой волны по колонне t_k является признаком наличия цемента за колонной и его сцепления с ней. Аномалии на кривых t_n и A_K , связанные с отбивкой муфтовых соединений колонны, являются признаком плохо цементированных интервалов или отсутствия сцепления цементного камня с колонной [16].

Метод гамма-гамма цементометрии (ГГЦ-УЗБА) и *гамма-гамма толщинометрии* (ГГТ-СГДТ) являются модификациями гамма-гамма-каротажа. Метод основан на регистрации по периметру колонны рассеянного гамма-излучения при облучении исследуемой среды ампульным изотопным гамма-источником. Метод служит для контроля качества цементирования обсадных колонн и их технического состояния, включающего в себя измерение толщины стенок и определение дефектов обсадных колонн, определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных заколонных пакеров. Метод позволяет оценить качество цементирования обсадных колонн.

На основе акустического метода разработан скважинный акустический телевизор САТ [9, 17]. Он позволяет получать видеоизображение внутренних стенок колонны и измерять ее профиль. Разработан также акустический цементомер АРКЦ-Т для определения качества сцепления цементного камня с колонной. В приборе АРКЦ-Т [14, 17] регистрируются реверберационные колебания в колонне, связанные со степенью сцепления цементного

каменя с ней. При качественном сцеплении энергия регистрируемых реверберационных колебаний мала. Использование узконаправленного ультразвукового луча для сканирования поверхности колонны позволяет получать дискретные данные о качестве сцепления в отдельных интервалах.

Метод термометрии позволяет установить верхнюю границу цементного кольца, наличие или отсутствие цемента в заколонном пространстве, степень равномерности распределения цемента в соответствии с литологией и негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Метод основан на регистрации температурной аномалии, наблюдаемой в течение 6–24 ч после окончания цементирования.

Метод термометрии является основным для выявления заколонной циркуляции (перетока) жидкости и основан на изучении теплообмена между жидкостью, заполняющей скважину, и циркулирующей в заколонном пространстве. Термометрию проводят в интервалах, находящихся ниже и выше интервала перфорации мощностью 20–30 м. В первом случае необходимо наличие зумпфа высотой не менее 10 м для определения заколонной циркуляции из нижележащего пласта. Признаками заколонной циркуляции жидкости из нижележащего пласта являются: температурная аномалия на фоне геотермического градиента, проявление дроссельного эффекта в неперфорированном пласте, нулевой градиент температур в перемычке между пластами, отсутствие дроссельного эффекта в подошве неперфорированного пласта. Признаками заколонной циркуляции жидкости из вышележащего неперфорированного пласта являются резкое снижение градиента температуры в интервале движения жидкости и увеличение температуры ниже перфорированного пласта в работающей скважине, увеличение градиента температуры против пласта — источника обводнения в остановленной скважине. Перечисленные признаки относятся к нефтяным скважинам.

В нагнетательных скважинах признаками перетока жидкости являются отрицательная температурная аномалия против поглощающего пласта на термограмме в остановленной на короткое время скважине, неоднозначная нижняя граница интервала приемистости и

распространение интервала поглощения жидкости ниже интервала перфорации.

Признаками перетока жидкости между неперфорированными пластами контрольных скважинах являются резкое снижение градиента температур в интервале между исследуемыми пластами, а иногда — и против пласта — источника перетока.

Интервал негерметичности эксплуатационной колонны выше интервала перфорации

выделяется по резко увеличенному градиенту температур по сравнению с градиентом температур в интервалах, расположенных выше и ниже негерметичности.

К недостаткам метода термометрии относятся короткое время (2 сут) экзотермического эффекта после цементирования, сложность отбивки уровня цемента в высокотемпературных скважинах, невозможность оценки характера распределения цемента в заколонном

Таблица 2. Рекомендации по оптимизации геофизических исследований в процессе РИР

| Виды РИР | Перфорированные пласты | | Дополнительные виды РИР | Рекомендаций по методам геофизических исследований | |
|----------------------------|------------------------|---------------|---|--|------------------------------------|
| | основные | промежуточные | | до РИР | после РИР |
| Селективная изоляция | + | + | | ГД + ВТ | ГД + ВТ |
| Селективная изоляция | + | | Отключение нижнего пласта | ГД + ВТ | |
| Селективная изоляция | + | | Приобщение промежуточного пласта | ГД + ВТ + импульсные методы | ГД + ВТ |
| Селективная изоляция | + | | УНЭК путем спуска колонн-летучек | ГД + ВТ | ГД + ВТ + АКЦ |
| Селективная изоляция | + | + | Ликвидация перетока | ГД + ВТ | ГД + ВТ |
| Отключение нижнего пласта | + | — | | ГД (РГД) + ВТ | |
| Отключение верхнего пласта | + | + | | ГД (РГД) + ВТ | ГД (РГДУ) + ВТ |
| Ликвидация перетока | + | — | | ГД (РГДЗ) + ВТ | ГД (РГД) + ВТ |
| УНЭК | + | + | Путем тампонирувания | ГД (РГД) + ВТ | ГД (РГД) + ВТ |
| УНЭК | + | + | Путем спуска колонн-летучек | ГД (РГД) + ВТ | АКЦ |
| УНЭК | + | + | Путем тампонирувания в нефтяных скважинах | РГД + ВТ | Опрессовка, давление |
| УНЭК | + | + | Путем тампонирувания в нефтяных скважинах | ГД + ВТ | Снижение уровня жидкости в колонне |

Таблица 3. Рекомендации по повышению успешности и эффективности РИР [18, 19]

| Виды РИР | Условия проведения РИР | Рекомендации | Изоляционный реагент |
|----------------------|---|---|---|
| Селективная изоляция | По пласту СII или CVI | Если не достигнуто эффекта изоляции, то гидрофобизация, по ее результатам принятие решения о целесообразности эксплуатации скважины | Водный раствор синтетического Латекса СКМС-30 АРК |
| Селективная изоляция | По пласту CVI; перфорированы пл. СII; CIV + V | Если не достигнуто эффекта изоляции, то отключение пласта CVI, воздействие на промежуточные пласты, гидрофобизация пласта СII | То же |
| Селективная изоляция | По пласту СII или CVI; перфорированы пласты CIV + V | Проведение СИОИП с учетом подключения в работу промежуточного пласта | |

| Виды РИР | Условия проведения РИР | Рекомендации | Изоляционный реагент |
|--|--|---|--|
| Селективная изоляция | В целом | Целесообразно проведение СИОИП в скважине с дебитом жидкости > 20 м ³ /сут | Любой реагент |
| Селективная изоляция | Дополнительно ОПЗ путем закачки НСВ | Не рекомендуется, т.к. дебит жидкости < 7 м ³ /сут | Гивпан + цеолит + HCl |
| Гидрофобизация | Скважины обводненностью более 90% | Может применяться в скважинах с различными дебитами жидкости | СНПХ, МДК «Кварц» и другие |
| Отключение верхнего пласта в нефтяной скважине | Перфорированы пл. CIV + V | Вначале оценка насыщенности или степени обводнения промежуточного пласта | Любой |
| УНЭК в нефтяных скважинах | Приемистость нарушения колонны при P < 8–10 МПа | Предварительное ограничение приемистости для исключения разбавления и поглощения тампонирующего раствора | Любой |
| УНЭК в нефтяных скважинах | Приемистость нарушения при P > 10 МПа | Применение однородного маловязкого тампонажного раствора | Кремнеорганические соединения, различные смолы и др. |
| УНЭК в нефтяных скважинах | Несколько нарушений | Закачка цементного раствора в нарушение с наименьшим давлением приемистости | |
| УНЭК в нефтяных скважинах | В скважинах с обводненностью более 90% | Планирование РИР с учетом характеристик и состава притока из продуктивного пласта перед РИР и воздействия на них в процессе РИР | |
| УНЭК в нагнетательных скважинах | п.п. 8 и 9 | п.п. 8 и 9 | п.п. 8 и 9 |
| УНЭК в нагнетательных скважинах | Нарушение колонны в интервале, где отсутствует цементное кольцо | Увеличение объема цементного раствора более 3,2 м ³ | Цементный раствор |
| УНЭК в нагнетательных скважинах | Нарушение кол. в верхнем интервале | Планирование РИР без спуска колонны-летучки | |
| Ликвидация заколонного перетока (изоляция негерметичности цементного кольца) в нефтяной скважине | Закачка тампонажного раствора через существующие перфорационные каналы | Преимущественно в высокообводненных скважинах в расчете на ликвидацию перетока и изоляцию высокопроницаемых обводненных интервалов продуктивного пласта | Цементный раствор, высоковязкие твердеющие смеси |
| Ликвидация заколонного перетока в нагнетательной скважине | Закачка тампонажного раствора через узкий интервал перфорации продуктивного пласта | Преимущественно в скважинах с 1–2 одновременным воздействием на продуктивные пласты интервалами перфорации | То же |
| РИР по восстановлению технического состояния нефтяной скважины | В высокообводненных скважинах | Планирование и проведение РИР | |

пространстве по периметру скважины и сцепления его с колонной и породой. Обобщенные рекомендации по оптимизации геофизических исследований в процессе РИР и рекомендации по повышению успешности и эффективности РИР приведены в таблицах 2, 3.

Вывод

Приведенные данные показывают что, несмотря на наличие большого количества методов по выделению нефтенасыщенной и обводненной частей пластов, возможность их эффективного применения должна обосновываться в зависимости от геолого-физических,

геолого-технических условий пласта и скважин и состояния разработки месторождений. Это же касается и методов определения состава жидкости в стволе скважины и оценки технического состояния скважин. Поэтому обоснованное регламентирование геофизических исследований будет способствовать повышению технологической эффективности капитального ремонта скважин в области ограничения притока попутно добываемой воды и восстановления работоспособности скважин на месторождениях.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1991. 232 с.
2. Ruwan Rajapakse Geophysical Methods // *Pile Design and Construction Rules of Thumb*. 2016. P. 31–36.
3. Takahashi T., Takeuchi T., Sassa K. ISRM Suggested Methods for Borehole Geophysics in Rock Engineering // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2006. Vol. 43, Issue 3. P. 337–368.
4. РД 39-2671699-013-2001. Инструкция по изоляции водопритоков. Азнакаево: ООО «Кварц», 2001.
5. РД 39-2671699-016-2001. Инструкция по технологии обработки призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин суспензий модифицированного дисперсного кремнезема. Азнакаево: ООО «Кварц», 2001.
6. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977. 239 с.
7. Жувагин И.Г., Комаров С.Т., Черный В.Б. Скважинный термоконтдуктивный дебитомер STD. М.: Недра, 1973. 81 с.
8. Zhihui Wang, Xiangmin Cai, Jiayong Yan, Jiming Wang, Yu Liu, Lei Zhang. Using the Integrated Geophysical Methods Detecting Active Faults: A Case Study in Beijing, China // *Journal of Applied Geophysics*. 2017. No. 156. P. 82–91.
9. Булгаков А.А., Терехов О.В., Мантров А.В. Области применения скважинного акустического телевизора // НТВ «Каротажник». 2002. № 98. С. 95–101.
10. Yun-wei Zhao, Zi-qiang Zhu, Guang-yin Lu Bo Han. The Optimal Digital Filters of Sine and Cosine Transforms for Geophysical Transient Electromagnetic Method // *Journal of Applied Geophysics*. 2018. Vol. 150. P. 267-277.
11. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. Уфа: РИД АНК «Башнефть», 2000. 424 с.
12. Janvier Domra Kana, Noël Djongyang, Danwe Raïdandi, Philippe Njandjock Nouck, Abdouramani Dadjé. A Review of Geophysical Methods for Geothermal Exploration // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 44. P. 87–95.
13. Шматченко С.Н. Геофизические исследования и работы в скважинах. Геолого-технологические исследования в скважинах. Уфа: Информреклама, 2010. 248 с.
14. Стрелков В.И., Загидуллин Р.В. Аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах САТ-4 и АРКЦ-4 // *Геофизика, Специальный выпуск*. 2000. С. 45–48.
15. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. 780 с.
16. Plyushchenkov B.D., Turchaninov V.I. Code for Acoustic Logging Modeling in Radial Layering Medium. Moscow, 2003. 57 p.
17. Стрелков В.И., Терехов О.В. Возможности аппаратуры САТ в исследовании технического состояния скважин // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа: матер. Всеросс. науч.-практ. конф. в рамках выставки «Газ. Нефть. Технологии — 2007». Уфа, 2007. С. 72–77.
18. Уметбаев В.Г. Разработка технологий РИР и их внедрение в различных геолого-технических условиях эксплуатации скважин АНК Башнефть: Отчет о НИР / БашНИПИнефть. Уфа, 2002. 164 с.
19. РД 39P-0135648-005-90. Временный регламент по контролю технического состояния скважин месторождений ПО «Башнефть». Уфа: АНК «Башнефть», 1990. 22 с.

REFERENCES

1. Blazhevich V.A., Umrikhina E.N., Umetbaev V.G. *Remontno-izolyatsionnyye raboty pri ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* [Repair-Insulating Operation during the Exploitation of Oil Deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 232 p. [in Russian].
2. Ruwan Rajapakse. *Geophysical Methods. Pile Design and Construction Rules of Thumb*, 2016, pp. 31–36.
3. Takahashi T., Takeuchi T., Sassa K. ISRM Suggested Methods for Borehole Geophysics in Rock Engineering. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2006, Vol. 43, Issue 3, pp. 337–368.
4. RD 39-2671699-013-2001. *Instruktsiya po izolyatsii vodopritokov* [RD 39-2671699-013-2001. Instruction for the Isolation of Water Inflows]. Aznakaevo, Quartz Publ., 2001. [in Russian].
5. RD 39-2671699-016-2001. *Instruktsiya po tekhnologii obrabotki prizaboynoy zony dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin suspenziy modifitsirovannogo dispersnogo kremnezema*. [RD 39-2671699-016-2001. Instruction on the Technology of Treating the Bottomhole Zone of Producing and Injection Wells of Modified Dispersed Silica Suspensions]. Aznakaevo, Quartz Publ., 2001. [in Russian].
6. *Orlinsky B.M. Kontrol' za razrabotkoy zalezhey nefi geofizicheskimi metodami* [Control over the Development of Oil Deposits by Geophysical Methods]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 239 p. [in Russian].
7. Zhuvagin I.G., Komarov S.T., Cherniy V.B. *Skvazhinnyy termokonduktivnyy debitomer STD* [Downhole Thermal Conductive Flowmeter STD]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 80 p. [in Russian].
8. Zhihui Wang, Xiangmin Cai, Jiayong Yan, Jiming Wang, Yu Liu, Lei Zhang. Using the Integrated Geophysical Methods Detecting Active Faults: A Case Study in Beijing, China. *Journal of Applied Geophysics*, 2017, No. 156, pp. 82–91.
9. Bulgakov A.A., Terekhov O.V., Mantrov A.V. *Oblasti primeneniya skvazhinogo akusticheskogo televizora* [Applications of a Downhole Acoustic TV]. *Karotazhnik — Karotazhnik*, 2002, No. 98, pp. 95–101. [in Russian].
10. Yun-wei Zhao, Zi-qiang Zhu, Guang-yin Lu Bo Han. The Optimal Digital Filters of Sine and Cosine Transforms for Geophysical Transient Electromagnetic Method. *Journal of Applied Geophysics*, 2018, Vol. 150, pp. 267–277.
11. Umetbaev V.G., Merzlyakov V.F., Volochkov N.S. *Kapital'nyy remont skvazhin. Izolyatsionnyye raboty*

[Overhaul of Wells. Insulation Works]. Ufa, Bashneft, 2000. 424 p. [in Russian].

12. Janvier Domra, Kana, Noël Djongyang, Danwe Raïdandi, Philippe Njandjock Nouck, Abdouramani Dadjé. A Review of Geophysical Methods for Geothermal Exploration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, Vol. 44, pp. 87–95.

13. Shmatchenko S.N. *Geofizicheskiye issledovaniya i raboty v skvazhinakh. Geologo-tekhnologicheskkiye issledovaniya v skvazhinakh* [Geophysical Research and Work in Wells. Geological and Technological Studies in Wells]. Ufa, Informreklama Publ., 2010. 248 p. [in Russian].

14. Strelkov V.I., Zagidullin R.V. Apparatura akusticheskogo karotazha na otrazhennykh volnakh SAT-4 i ARKTS-4 [Apparatus for Acoustic Logging on Reflected Waves SAT-4 and ARKTS-4]. *Geofizika. Spetsial'nyy vypusk — Geophysics, Special Issue*, 2000, pp. 45–48. [in Russian].

15. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. *Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol' razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Geophysical and Hydrodynamic Control of the Development of Hydrocarbon Deposits]. Moscow, Publ. House «Regular and Chaotic Dynamics», Institute for Computer Research, 2006. 780 p. [in Russian].

16. Plyushchenkov B.D., Turchaninov V.I. *Code for Acoustic Logging Modeling in Radial Layering Medium*. Moscow, 2003. 57 p.

17. Strelkov V.I., Terekhov O.V. *Vozможности apparatury SAT v issledovanii tekhnicheskogo sostoyaniya skvazhin* [Possibilities of SAT Equipment in the Study of the Technical Condition of Wells]. *Materialy Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Problemy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zasposov nefti i gaza» v ramkakh vystavki «Gaz. Neft'. Tekhnologii — 2007»*. [Materials of All-Russian Scientific-Practical Conference «Problems of Development of Hard-to-Recover Oil and Gas Reserves» within the Frames of the Exhibition «Gas. Oil. Technologies — 2007»]. Ufa, 2007, pp. 72–77. [in Russian].

18. Umetbayev V.G. *Razrabotka tekhnologiy RIR i ikh vnedreniye v razlichnykh geologokhimicheskikh usloviyakh ekspluatatsii skvazhin ANK Bashneft': Otchet o NIR* [Development of RIO Technologies and Their Implementation in Various Geotechnical Conditions of Wells Exploitation. Bashneft: Report on Research]. Ufa, BashNIPIneft, 2002. 164 p. [in Russian].

19. RD 39R-0135648-005-90. *Vremennyy reglament po kontrolyu tekhnicheskogo sostoyaniya skvazhin mestorozhdeniy PO «Bashneft'»* [RD 39R-0135648-005-90. Temporary Regulations for Monitoring the Technical Condition of Wells at the «Bashneft» Fields]. Ufa, Bashneft, 1990. 22 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Уметбаев Виль Гайсович, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Vil G. Umetbaev, Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor, Professor of Geology and Exploration of Oil and Natural Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Котенев Юрий Алексеевич, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, заведующий лабораторией «Разработка технологий воздействия на пласт», ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация

Yuriy A. Kotenev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Geology and Exploration of Oil and Natural Gas Fields Department, USPTU, Head of Development of Formation Impact Technologies Laboratory, Institute for Strategic Research of Bashkortostan Republic, SASD, Ufa, Russian Federation

Султанов Шамиль Ханифович, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, заведующий лабораторией «Моделирование процессов нефтегазоизвлечения», ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация

Shamil Kh. Sultanov, Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor, Professor of Geology and Exploration of Oil and Natural Gas Fields Department, USPTU, Head of the Modeling of Oil and Gas Extraction Processes Laboratory, Institute for Strategic Research of Bashkortostan Republic, SASD, Ufa, Russian Federation

e-mail: ssultanov@mail.ru