

55

X-74

М. Х. ХУСНУЛЛИН

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ
КОНТРОЛЯ
РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ
ПЛАСТОВ**



55
X-74

М. Х. ХУСНУЛЛИН

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ
КОНТРОЛЯ
РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ
ПЛАСТОВ**

Синь



Научно-техническое
издательство
НИС «Согласие» ф. 02/89

Москва "Недра" 1989

ББК 26.2
X 74
УДК 550.832

Рецензент А. А. Мухер

Хуснуллин М. Х.

X 74 Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов.— М.: Недра, 1989.— 190 с.: ил.

ISBN 5—247—01455—3

Рассмотрены теория и практика геофизических методов исследования скважин при разработке месторождений нефти с целью определения нефтенасыщенности пластов. Даны понятия о параметрах разработки продуктивных пластов, описаны методы качественного и количественного определения начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности, методика работ, условия применения, эффективность и ограничения каждого метода. Описано применение геофизических методов для оценки эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта.

Для промысловых геофизиков и разработчиков нефтяных месторождений.

X 1804050000—407
043(01)—89 81—89

ББК 26.2

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Хуснуллин Мазгар Хабибуллоевич

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Заведующий редакцией *Е. Г. Першина*
Редактор издательства *И. П. Иночкина*
Обложка художника *А. С. Андреева*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *В. Ю. Любимова*
Корректор *Э. А. Ляхова*

ИБ № 8154

Сдано в набор 22.06.89. Подписано в печать 27.10.89. Т-17031. Формат 60×90^{1/8}.
Бумага книжно-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать высокая.
Усл. печ. л. 12,0. Усл. кр.-отт. 12,25. Уч.-изд. л. 12,90. Тираж 2730 экз.
Заказ 1008/2128—3. Цена 65 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 125047 пл. Белорусского вокзала, 3
Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 199026, Ленинград, Средний пр., 74

ISBN 5—247—01455—3

© Издательство «Недра», 1989

ВВЕДЕНИЕ

Нефть — важнейший энергоноситель и сырье для химической промышленности. Бурный рост потребления нефти, отсутствие естественного воспроизводства и ограниченность запасов ее на Земле вынуждают предпринимать энергичные усилия к более полному извлечению нефти из недр. В связи с этим очень важной в области разработки нефтяных месторождений является проблема повышения нефтеотдачи и оценки эффективности новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Определение параметров выработки нефтяных пластов позволяет решить эти задачи.

Для оценки эффективности новых методов повышения нефтеотдачи необходимо иметь надежные средства определения нефтеотдачи пластов. Такие средства могут основываться на методах промысловой геофизики. Применение этих методов для оценки нефтеотдачи пластов сдерживалось следующими обстоятельствами: а) неконтролируемым изменением солености пластовых вод (преимущественно в сторону опреснения) в процессе разработки нефтяных месторождений; б) недостаточным знанием петрофизических параметров разрабатываемых пластов, в частности макроскопического сечения поглощения нейтронов минерального скелета, коэффициента статической аномалии самопроизвольной поляризации пород, поверхностной проводимости и т. п.; в) несовершенством методов определения пористости разрабатываемых пластов, особенно в обсаженных скважинах.

В течение 1964—1987 гг. автором проведены исследования и разработан ряд геофизических методов для количественного определения параметров выработки продуктивного пласта при произвольной солености пластовых вод. Этот ряд включает методы: радиогеохимический, определения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов с использованием импульсного нейтронного каротажа; определения текущей нефтенасыщенности пластов и прогнозирования начальной доли нефти в жидкости, извлекаемой из пласта; многозондового нейтронного каротажа для определения пористости пластов; измерений расхода и определения состава жидкости в скважинах.

Некоторые из указанных методов применяются в промышленных масштабах. Так, радиогеохимический метод используется для выделения заводненных пластов в различных нефтедобывающих районах страны. Он широко применяется в США, Венесуэле, ГДР и в других странах. При этом зарубежные специалисты признают приоритет нашей страны в разработке этого метода.

Метод определения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов с использованием импульсного нейтронного ка-

ротажа прошел опытно-промышленное опробование на нефтяных месторождениях различных районов страны.

Метод определения текущей нефтенасыщенности пластов и прогнозирования начальной доли нефти в жидкости, извлекаемой из пласта, имеет большое значение для промысловой геофизики. Этот метод широко опробован на нефтяных месторождениях Татарской, Западной Сибири и Башкирской АССР.

В настоящее время проведен большой объем научно-исследовательских работ по разработке технических и методических средств измерения пористости пластов методами мультисондового нейтронного каротажа, определения расхода и состава жидкости в скважинах. На основе этих работ показана высокая перспективность применения указанных методов в промысловой геофизике.

Описанными методами определены параметры выработки пластов при использовании различных вытеснителей и решен ряд важных проблем разработки нефтяных месторождений. В частности, разработана методика оценки эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и определена эффективность некоторых методов повышения нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях Татарской АССР. Установлен наиболее точный вид закона изменения нефтеотдачи от удельной площади, приходящейся на одну скважину, и разработана методика оптимизации плотности сетки скважин при разработке нефтяных месторождений.

Несмотря на определенные успехи в промышленном освоении, объем и темпы внедрения предложенных методов в нефтяной промышленности остаются неудовлетворительными. Такое положение сложилось как из-за организационных причин, так и из-за недостаточной информированности научно-технической общестvenности о физических основах этих методов.

В последние годы для контроля разработки нефтяных месторождений начали применять бурение специальных скважин, обсаженных электроизоляционными (стеклопластиковыми) колоннами. Такая конструкция скважин позволяет одновременно производить исследования как нейтронными, так и электрическими методами.

Большинство перечисленных методов получили развитие и в других странах, прежде всего в США. Однако в промышленности США применяются и другие методы, такие как углеродно-кислородные и диэлектрический.

В настоящее время геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений развиваются быстрыми темпами. Периодическое обобщение и изложение новых данных о методах контроля будет способствовать ускорению этого процесса.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ПАРАМЕТРАХ ПЛАСТА, ИЗМЕРЯЕМЫХ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Контроль изменений нефтеотдачи пластов — составная часть рациональной системы разработки нефтяных месторождений. Под нефтеотдачей понимается отношение количества извлеченной нефти к начальным балансовым запасам. Несмотря на чрезвычайную простоту самого понятия нефтеотдачи расчет ее в условиях разработки реальных месторождений сталкивается с большими трудностями.

Нефтяное месторождение обычно состоит из нескольких пластов с различными геолого-физическими характеристиками. Для ускорения сроков разработки месторождение разделяется на несколько самостоятельных объектов, в каждом из которых несколько пластов с различными геолого-физическими характеристиками вырабатываются единой сеткой скважин. В результате оценка отбора нефти по пластам и объектам разработки очень осложняется, что, в свою очередь, приводит к низкой точности расчета нефтеотдачи пластов балансовым методом. В связи с этим наиболее перспективными являются гидродинамические и геофизические методы определения нефтеотдачи пластов.

Для нефтяных месторождений, разрабатываемых с применением заводнения, А. П. Крылов предложил выражать коэффициент нефтеотдачи через коэффициенты вытеснения и охвата заводнением. Коэффициент вытеснения нефти в заводненном объеме пласта

$$\gamma_v = Q_t / Q_0, \quad (1.1)$$

где Q_t — количество нефти, которое добыто из заводненного объема пласта на текущий момент времени; Q_0 — начальные балансовые запасы нефти в заводненном объеме.

Коэффициент охвата характеризует заводненную долю продуктивного пласта

$$\gamma_0 = W_t / W_0, \quad (1.2)$$

где W_t — объем залежи, охваченный процессом заводнения; W_0 — начальный нефтенасыщенный объем залежи.

Коэффициент нефтеотдачи пласта

$$\eta = \gamma_v \gamma_0. \quad (1.3)$$

При расчете нефтеотдачи пластов по данным промысловой геофизики удобно пользоваться понятиями коэффициента нефтенасыщенности и заводненной толщины пласта, которые анали-

тически связаны с коэффициентами вытеснения и охвата. Коэффициент нефтенасыщенности пласта

$$k_n = W_n / W_n, \quad (1.4)$$

где W_n — объем порового пространства пласта; W_n — объем пор, занятый нефтью.

Для заводненного объема пласта

$$k_{нт} = \frac{W_n}{W_n} = \frac{Q_0 - Q_t}{W_n} = \frac{Q_0}{W_n} \left(1 - \frac{Q_t}{Q_0}\right), \quad (1.5)$$

где $k_{нт}$ — текущее значение коэффициента нефтенасыщенности; $Q_0/W_n = k_{нн}$ — начальное значение нефтенасыщенности пласта. Используя определение коэффициента вытеснения (1.1), получим

$$k_{нт} = k_{нн} (1 - \eta_b); \quad (1.6)$$

$$\eta_b = (k_{нн} - k_{нт}) / k_{нн}. \quad (1.7)$$

При исследовании единичной скважины геофизическими методами коэффициент охвата заводнением может быть выражен следующим образом. Если через h_n , h_t обозначить начальную нефтенасыщенную и заводненную толщины пласта, коэффициент охвата (1.2) можно записать в виде

$$\eta_0 = W_t / W_0 = h_t / h_n. \quad (1.8)$$

Соотношение (1.8) справедливо, если вблизи стенок скважины нет конусов обводнения и глубоких зон проникновения фильтра промывочной жидкости.

С учетом соотношений (1.7) и (1.8) коэффициент нефтеотдачи пласта можно выразить через параметры пласта, определяемые геофизическими методами,

$$\eta = \eta_b \eta_0 = \frac{k_{нн} - k_{нт}}{k_{нн}} \frac{h_t}{h_n}. \quad (1.9)$$

Анализируя соотношение (1.9), приходим к выводу, что контроль изменения нефтеотдачи пласта сводится к определению текущих значений заводненной толщины и нефтенасыщенности продуктивного пласта. Для получения достоверных сведений о нефтеотдаче пласта требуется определить параметры $k_{нт}$ и h_t по достаточно большому числу скважин за относительно короткий промежуток времени, в течение которого эти параметры в пределах исследуемого объекта можно считать неизменными. В практике разработки нефтяных месторождений это условие, за редкими исключениями, не выдерживается. Геофизические и гидродинамические исследования выполняются в рассредоточенных по площади скважинах с большими интервалами времени между исследованиями. Поэтому привязка результатов исследований к определенному участку залежи и единому времени становится невозможной. Когда геофизические исследования проводятся целенаправленно, т. е. когда исследования проводятся за относи-

тельно короткое время с охватом фонда скважин, равномерно рассредоточенных по разрабатываемому объекту, результаты исследований дают надежные сведения об изменении заводненной толщины и нефтенасыщенности разрабатываемых пластов. Примерами таких целенаправленных работ являются исследования на Бавлинском нефтяном месторождении и на опытном участке Азнакаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения (см. разд. 3.2).

Другой важный параметр, характеризующий степень выработки пласта, — доля нефти $F(n)$ в жидкости, извлекаемой из разрабатываемого пласта. Количественно параметр

$$F(n) = Q_n / (Q_n + Q_b). \quad (1.10)$$

Здесь Q_n , Q_b — дебиты соответственно нефти и воды, м³/сут. Расчет параметра $F(n)$ до ввода продуктивного пласта в разработку имеет важное прикладное значение, особенно в поздней стадии разработки нефтяных месторождений. При бурении скважин на разрабатываемых участках нефтяных месторождений некоторая часть или все продуктивные пласты оказываются заводненными. В зависимости от степени выработки заводненные пласты при вводе их в разработку отдают жидкость с различным содержанием нефти, изменяющимся от нуля до нескольких десятков процентов. На основании данных о содержании нефти принимается научно обоснованное решение о необходимости спуска обсадной колонны и очередности ввода продуктивных пластов в разработку. Определение текущей нефтенасыщенности заводненных пластов $k_{нт}$ геофизическими методами открывает возможность расчета доли нефти с использованием теории движения двухфазной жидкости в пористой среде и экспериментально полученных зависимостей изменения фазовых проницаемостей для нефти и воды от нефтенасыщенности пласта.

В настоящее время в арсенале промысловой геофизики имеются методы, которые пригодны для определения параметров выработки пластов $k_{нт}$, h_t , $F(n)$ как в открытом стволе бурящихся скважин, так и в добывающих скважинах, перекрытых обсадной колонной. По физическим основам и методике интерпретации результатов геофизические методы для исследования каждой категории скважин сильно различаются. Для выполнения исследований в скважинах различной категории и интерпретации результатов этих исследований в геофизических и научно-исследовательских организациях выделяют специализированные группы. Поэтому целесообразно рассмотреть отдельно комплексы геофизических методов, выполняемых в открытом стволе бурящихся скважин и в добывающих скважинах, закрепленных обсадной колонной.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Из выражения (1.9) видно, что для определения нефтеотдачи пластов по данным геофизических методов необходимо до начала разработки продуктивного пласта рассчитать коэффициент начальной нефтенасыщенности $k_{ин}$ и нефтенасыщенную толщину h_n , а в процессе разработки — заводненную толщину h_z и коэффициент текущей нефтенасыщенности $k_{нт}$ в заводненной части пласта. Для определения этих параметров может быть использован комплекс ГИС, выполняемых в открытом стволе скважин всех категорий, бурящихся на месторождении: разведочных, добывающих, нагнетательных, контрольно-пьезометрических и резервных. Измерение текущей нефтенасыщенности создает предпосылки для прогноза доли нефти $F(n)$ в жидкости, извлекаемой из заводненного пласта.

Для решения указанных задач комплекс ГИС включает различные методы определения удельных электрических сопротивлений, ПС, отбор проб пластовых жидкостей, методы радиоактивного и акустического каротажа, а также некоторые вспомогательные методы. Успешное применение этих методов для количественного определения нефтенасыщенности разрабатываемых пластов сдерживается неконтролируемым изменением солёности пластовых вод в процессе разработки нефтяных месторождений с применением заводнения. Методы количественного определения нефтенасыщенности заводненных пластов при произвольной солёности пластовых вод начали развиваться только в последние годы.

Рассмотрим методы качественного и количественного определения нефтеводонасыщенности пластов в условиях разработки нефтяных месторождений с применением заводнения.

2.2. МЕТОДЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПЛАСТОВ

Для определения удельных электрических сопротивлений пластов широко применяются боковое электрическое зондирование (БКЗ), индукционный и боковой каротаж (ИК, БК) и в опытно-порядке электромагнитный каротаж по затуханию электромагнитного поля (ЭМКЗ). БКЗ включает измерение кажущихся электрических сопротивлений пластов градиент-зондами различной длины. На основе теоретических расчетов и обобщения опыта применения в комплексе БКЗ рекомендуется вклю-

чать восемь зондов длиной от 0,1 до 8 м [4]. На практике применяют шесть—семь зондов БКЗ рекомендуемой длины. Технические средства и методические основы интерпретации результатов исследований БКЗ хорошо разработаны. Поэтому метод БКЗ получил широкое применение и эффективен в различных геолого-технических условиях. Несмотря на это, в связи с широким внедрением в производство индукционного каротажа БКЗ подвергается критике.

Дело в том, что в условиях интенсивной разработки продуктивных пластов на литологическую неоднородность накладывается неоднородность, вызванная неравномерным заводнением пластов. В результате резко усложняется определение истинных удельных сопротивлений разрабатываемых объектов, так как при расчете удельных сопротивлений пластов ограниченной мощности необходимо пользоваться набором палеток для пластов ограниченной мощности. Эти палетки имеют две экстремальные области кажущихся удельных сопротивлений в зависимости от длины зонда. Для уверенной характеристики даже одного экстремального значения палетки требуется три—четыре значения кажущихся сопротивлений, измеренных зондами различной длины. Существующие шесть—семь зондов БКЗ не позволяют построить детальные кривые БКЗ для пластов ограниченной мощности с достаточной точностью найти удельные сопротивления пластов. Для повышения точности определения удельных сопротивлений пластов ограниченной мощности необходимо в пределах длин зондов БКЗ от 0,1 до 8 м увеличить число зондов до 14—16, зонды должны быть центрированы относительно оси скважины; электроды малых зондов по размерам должны приближаться к точечным.

Другая причина, затрудняющая более точное определение истинных сопротивлений пластов,—низкая точность определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости резистивиметрами. Специальные исследования показали, что погрешность измерения удельных электрических сопротивлений промывочной жидкости существующими скважинными резистивиметрами составляет 200—300 %, поэтому скважинные резистивиметры могут быть использованы только как индикаторы для контроля за однородностью промывочной жидкости. Радикальным средством повышения точности измерения удельных сопротивлений промывочной жидкости является отбор глубинных проб промывочной жидкости и измерение удельных сопротивлений ее лабораторными резистивиметрами.

Можно привести массу примеров, когда в условиях глубокого понижающего или повышающего проникновения жидкости в пласты БКЗ позволяет более точно определять истинные удельные сопротивления и, следовательно, насыщенность пластов по сравнению с индукционным методом. Поэтому следует и дальше совершенствовать методические и технические средства измерения удельных сопротивлений пластов по данным БКЗ.

Наряду с БКЗ во всех нефтедобывающих районах широко применяется индукционный каротаж. Несмотря на очевидные преимущества этого метода, применяемые зонды ИК в нашей стране уступают по радиальной характеристике зондам БКЗ.

Наиболее перспективным для измерения удельных электрических сопротивлений пластов является метод ЭМКЗ (И. М. Заслонов, ПО «Татнефтегеофизика»). Максимальная радиальная глубина, высокое вертикальное разрешение пластов по толщине, наличие двух разноглубинных зондов метода ЭМКЗ обеспечивают наибольшую точность при определении удельных сопротивлений пластов и позволяют эффективно выделять коллекторы по наличию зоны проникновения. Методы электрического каротажа широко используются для определения начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов, выделения начального и текущего положения ВНК в других важных характеристиках пластов.

2.3. МЕТОДИКА КАЧЕСТВЕННОГО РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНОСНЫХ И ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

МЕТОДИКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПЛАСТОВ

Удельное электрическое сопротивление пластов — наиболее информативный параметр для определения характера насыщенности пластов в открытом стволе скважин. Этот параметр с высокой эффективностью используется для определения начальных геометрических размеров нефтяной залежи и балансовых запасов нефти. Несмотря на то, что в процессе разработки нефтяных месторождений продуктивные пласты заводняются водами различной солености, удельные электрические сопротивления пластов позволяют эффективно устанавливать заводнение пласта. Поскольку методом сопротивлений исследуется весь фонд скважин на месторождении, получаемая информация о состоянии заводнения коллекторов не имеет себе равных по объему и качеству.

Методика определения начальной нефтенасыщенной толщины и коэффициента нефтенасыщенности пластов по методу сопротивлений хорошо разработана. Для установления заводненной толщины важное значение имеет определение начального гипсометрического положения водонефтяного контакта (ВНК). За водонефтяной контакт обычно принимают зеркало свободной воды в переходной зоне [17, 23]. Это следует понимать так, что ВНК определяется по границе, выше которой фазовая проницаемость для воды равна нулю, т. е. выше ВНК в пласте идет однофазная фильтрация нефти. Ниже ВНК в пласте может фильтроваться водонефтяная смесь или только пластовая вода. В песчаных пластах нефтяных месторождений Урало-Поволжья фазо-

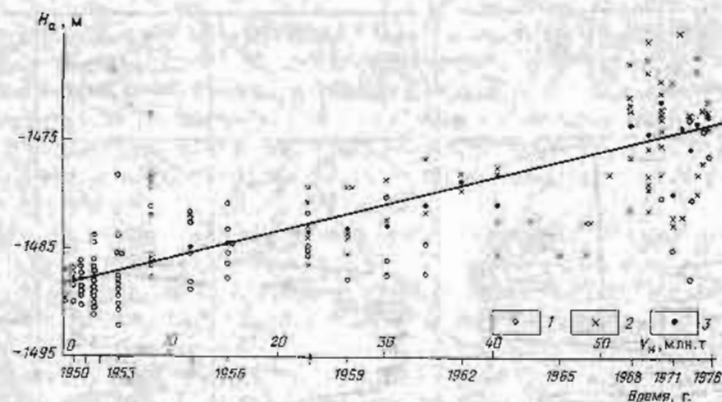


Рис. 1. Зависимость подъема ВНК от накопленных отборов нефти V_n и от времени для Бавлинского месторождения.

Единичные определения ВНК по данным каротажа: 1 — электрического, 2 — радиоактивного; 3 — средние отметки ВНК; H_n — абсолютные отметки

вая проницаемость для воды равна нулю при $k_{н} \geq 70\%$, на нефтяных месторождениях Западной Сибири — при $k_{н} \geq 52\%$. Обычно ВНК выделяют по значениям критических сопротивлений, соответствующих зеркалу свободной воды. Критическое сопротивление для каждого месторождения устанавливается опытным путем. Однако в условиях неоднородных по литологии коллекторов и искажения кривых кажущихся удельных электрических сопротивлений за счет омического и геометрических факторов среды выделение критических сопротивлений затруднено.

Наиболее объективен следующий подход к определению положения ВНК. В пределах переходной зоны производится количественное определение нефтенасыщенности пласта. Затем по критическому значению нефтенасыщенности, при котором относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю, определяется положение ВНК.

Методика определения начального положения ВНК детально описана во многих работах [17, 22 и др.]. При анализе начального положения ВНК для месторождения необходимо учитывать следующую ситуацию. Разбуривание сетки добывающих скважин затягивается на многие годы, в течение которых за счет отбора нефти из пласта происходит монотонное повышение ВНК. По обобщенным результатам измерения текущего положения ВНК в процессе разработки Бавлинского месторождения (рис. 1) виден монотонный подъем средних отметок ВНК в зависимости от накопленных отборов нефти, который описывается линейным законом. Коэффициент корреляции средней отметки ВНК от накопленных отборов нефти равен 0,93. Точка пересечения прямой изменения текущего положения ВНК с осью ординат соответствует средней отметке начального положения ВНК — 1488 м. Приведенный график позволяет определить и скорость

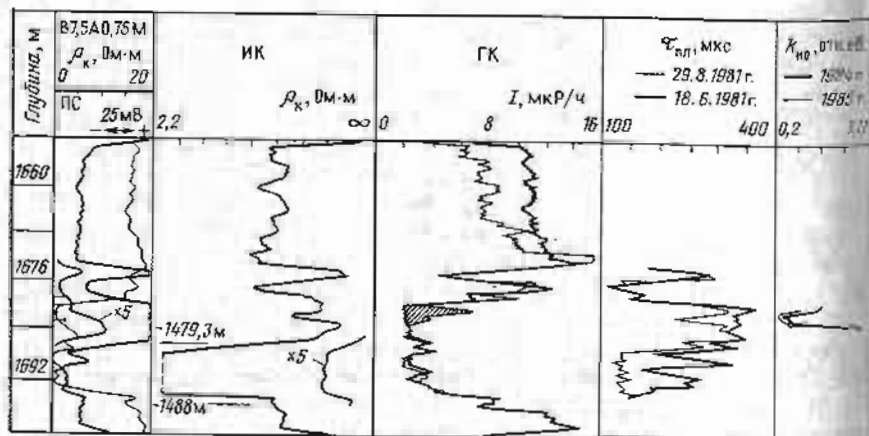


Рис. 2. Выделение заводненннх пластов по комплексу геофизических методов. $\tau_{пл}$ — среднее время жизни тепловых нейтронов; $\kappa_{но}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности пласта

подъема ВНК в зависимости от отборов нефти или от времени. Так, средняя скорость подъема ВНК для Бавлинского месторождения составляет 0,9 м/год. Подобную зависимость необходимо построить для определения начального положения и скорости подъема ВНК для каждого месторождения или участка, выделенного в качестве самостоятельного объекта разработки.

Граница между нефтеносным и заводненным пластами выделяется так же, как и граница между нефтеносным и водоносным пластами, по критическому значению коэффициента нефтенасыщенности. В водонефтяной зоне нефтяных месторождений заводненная толщина продуктивного пласта определяется как разность гипсометрических отметок начального и текущего положения ВНК. По скв. 1072 Бавлинского месторождения (рис. 2) определялась заводненная толщина пласта. В продуктивном пласте, залегающем в интервале глубин 1678,4—1698,6 м, ВНК по данным методов сопротивлений отбивается на глубине 1686 м, что соответствует абсолютной отметке —1479,3 м. Выше было показано, что абсолютная отметка начального положения ВНК на Бавлинском месторождении равна —1488 м. Эта отметка соответствует глубине 1684,7 м, т. е. находится ниже подошвы продуктивного пласта. На основании этого можно заключить, что продуктивный пласт до начала разработки месторождения по всей толщине был нефтенасыщенным. Таким образом, подошвенная часть пласта толщиной 7,6 м заводнилась в процессе разработки месторождения.

По данным ИК, выполненного в открытом стволе скважины, заводненный прослой отмечается и в интервале глубин 1680—1681,6 м. В дальнейшем после укрепления скважины стеклопластиковыми обсадными трубами заводнение указанных выше интервалов подтвердилось по данным ИК, импульсного нейтрон-

ного каротажа и радиогеохимического метода (заштриховано). Продуктивный пласт был перфорирован в интервале глубин 1678,4—1682 м и введен в разработку. После обводнения продукции до 96 % в 1984—1985 гг. были проведены исследования по определению остаточной нефтенасыщенности перфорированного пласта методом ИНК с закачкой водных растворов различной солености.

По данным геофизических исследований, проведенных на различных стадиях эксплуатации скважин, видна крайне неравномерная выработка продуктивного пласта. Детальные характеристики выработки таких пластов можно получить только по данным комплекса ГИС.

Методы электрического каротажа дают удовлетворительные результаты при заводнении разрабатываемого объекта пластовыми минерализованными водами. При заводнении пластов опресненными водами удельные электрические сопротивления нефтеносных и заводненных пластов перекрываются, в результате чего возможность оценки насыщенности пластов по значениям удельных сопротивлений резко снижается. В таких условиях для качественного разделения нефтеносных и обводненных пластов перспективна методика, основанная на измерении радиального распределения кажущихся удельных электрических сопротивлений разноглубинными методами: малым градиент-зондом, потенциал-зондом, БК, ИК, ЭМКЗ с малым и большим зондами. Суцность методики заключается в том, что при проникновении фильтра промывочной жидкости в нефтеносный пласт между промытой зоной и нефтеносным пластом образуется промежуточная зона с пониженным удельным сопротивлением за счет осолонения фильтра связанной водой нефтеносного пласта; в обводненных и водоносных пластах такая зона не образуется. Если по комплексу разноглубинных методов построить радиальное распределение ρ_k , то в нефтеносных и газоносных пластах будет наблюдаться экстремальная область с минимальными значениями ρ_k , а против обводненных пластов — монотонное изменение ρ_k . По оценкам И. М. Заслонова эта методика показала свою работоспособность в различных нефтеносных районах при различной солености пластовых вод, где коллекторы представлены песчано-алевролитовыми породами.

МЕТОД ПС

В начале 60-х гг. А. Г. Анпиловым было обнаружено явление скачка потенциалов самопроизвольной поляризации пород (ПС) на границе заводненный пласт — вмещающие глины. Он же предложил использовать это явление для выделения заводняемых пластов и определения солености пластовых вод. В последние годы эта методика широко применяется для обнаружения пластов, заводненных опресненными водами в различных нефтедобывающих районах страны. Физические основы и ограничения этой методики будут рассмотрены ниже в подразделе.

посвященном использовании эффекта смещения нулевой линии кривой ПС для количественного определения солености пластовых вод.

МЕТОД ВОЛНОВОГО ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Одним из перспективных для разделения нефтеносных и заводненных пластов в условиях опреснения пластовых вод является метод волнового диэлектрического каротажа (ВДК), предназначенный для измерения диэлектрической проницаемости в горных породах в разрезах скважин. Нефтенасыщенные и водонасыщенные породы резко различаются по ϵ . Это обусловлено значительным различием диэлектрической проницаемости воды и нефти. Для определения диэлектрической проницаемости горных пород в скважине измеряют разность фаз высокочастотного электромагнитного поля между двумя точками, расположенными на оси скважин и удаленными на некоторое расстояние от источника поля. Разность фаз функционально связана с диэлектрической проницаемостью среды.

Широкое опробование ВДК показало сильное влияние на измеряемый параметр зоны проникновения. Поэтому в скважинах, которые вскрыли продуктивные пласты на обычном глинистом растворе, ВДК имеет низкую информативность. Перспективным является применение ВДК в скважинах, пробуренных с применением нефилтрирующихся растворов на нефтяной основе. Другая область эффективного применения ВДК — скважины, обсаженные стеклопластиковыми трубами. Имеется много примеров, когда по данным ВДК в указанных условиях надежно разделяются нефтеносные и заводненные пласты при опреснении пластовых вод.

2.4. МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Современное состояние разработки нефтяных месторождений характеризуется неравномерным по толщине и простиранию заводнением нефтяных пластов. В этих условиях один из основных способов выработки нефтенасыщенных участков продуктивных пластов — бурение добывающих скважин по новой сетке. При бурении новых добывающих скважин на разрабатываемых участках нефтяных месторождений многие скважины вскрывают заводненные пласты. Соленость пластовых вод разрабатываемых продуктивных пластов изменяется в широких пределах. Так, соленость пластовых вод девонских залежей нефтяных месторождений Татарии изменяется от 1 до 270 г/л. Это обстоятельство

крайне затрудняет количественное определение параметров выработки пласта: заводняемую толщину и ее текущую нефтенасыщенность. Например, к настоящему времени количественное определение нефтенасыщенности заводненных пластов по данным электрометрии на Бавлинском месторождении выполнено в 26 скважинах, на Павловской площади Ромашкинского месторождения — в 11 скважинах [17, 22]. Охват фонда скважин такими исследованиями по этим месторождениям составляет только 3%. Количественное определение нефтенасыщенности заводненных пластов в этих скважинах выполнено в предположении, что нефтяные пласты заводняются законтурными водами известной солености [17, 22].

Новые добывающие скважины, разбуриваемые на разрабатываемых участках нефтяных месторождений, ежегодно вскрывают огромное число заводненных пластов. При существующей технологии выполнения и обработки результатов геофизических исследований количественное определение параметров выработки заводненных пластов не проводится. Опробование заводненных пластов показывает, что из них можно получить жидкость с различным содержанием нефти и воды, например с содержанием нефти от нуля до 80%. В такой ситуации только качественное разделение продуктивных пластов на нефтеносные и заводненные на основе методов промысловой геофизики недостаточно. При исследовании геологического разреза скважин, пробуренных на разрабатываемых участках нефтяных месторождений, важными задачами являются: а) определение солености пластовых вод и текущей нефтенасыщенности разрабатываемых пластов; б) прогнозирование начальной доли нефти в продукции скважины, которая будет добываться из разрабатываемых пластов.

На основании определения указанных выше параметров принимается решение о целесообразности вовлечения в разработку заводненного пласта.

В 1979—1986 гг. автором предложена и разработана методика определения текущей нефтенасыщенности (МОН) разрабатываемых пластов и прогнозирования начальной доли нефти (ПНДН) в продукции скважин при произвольной солености пластовых вод [14, 15, 18]. Сущность методики заключается в том, что в скважину последовательно закачивают глинистые растворы с различной соленостью, после каждой закачки измеряют потенциалы самопроизвольной поляризации пород, а затем рассчитывают соленость пластовых вод и текущую нефтенасыщенность разрабатываемых пластов. Определяя относительные фазовые проницаемости для нефти и воды как функции от нефтенасыщенности пласта и применяя уравнения движения двухфазной жидкости в пористой среде, прогнозируют начальную долю нефти в продукции скважин. На основании численного значения начальной доли нефти в продукции принимают решение о целесообразности ввода пласта в разработку.

Эта методика опробована в нескольких десятках скважин на нефтяных месторождениях Татарии, Башкирии и Западной Сибири. В ходе этих работ составлены алгоритмы расчета основных параметров выработки пласта, технология проведения исследований и программа автоматического расчета параметров выработки пласта на ЭВМ. На основе этих работ созданы предпосылки для широкого внедрения МОН и ПНДН в промышленность.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОЛЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД В РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТАХ

Определение солёности пластовых вод в разрабатываемых пластах — важный этап в определении текущей нефтенасыщенности пластов. Из всех геофизических исследований, проводимых в открытом стволе скважин, метод самопроизвольной поляризации пород наиболее пригоден для решения этой задачи. Измеряемая амплитуда ПС аналитически связана с солёностью пластовых вод.

Методика определения солёности пластовых вод путем измерения ПС была предложена в начале 50-х гг. А. М. Нечаем и опробована в ограниченном объеме при изучении солёности пластовых вод по разрезу скважин. Для определения солёности пластовых вод при разработке нефтяных месторождений эта методика не применялась.

Предложения А. П. Анпилогова об использовании явления скачка потенциалов ПС на границе заводненый пласт — вмещающие глины для выделения заводненных пластов и определения солёности вод в этих пластах в последние годы было применено для определения солёности вод и текущей нефтенасыщенности заводненных пластов в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири [10].

В 1979—1983 гг. автором для определения солёности пластовых вод в разрабатываемых пластах была опробована методика, предложенная А. М. Нечаем. В ходе этих работ методика в определенной степени была усовершенствована с целью повышения точности определений. Эти усовершенствования включают: измерение ПС после последовательной закачки в скважину глинистых растворов трех солёностей, отбор глубинных проб глинистого раствора и измерение удельного электрического сопротивления фильтрата глинистого раствора лабораторными резистивметрами, расчет солёности пластовых вод на контакте продуктивного пласта с подстилающими и покрывающими глинистыми прослоями. Несмотря на введенные усовершенствования, выявились следующие принципиальные ограничения указанной методики:

а) она не предусматривает разделения измеренных потенциалов самопроизвольной поляризации пород на фильтрационные и диффузионно-адсорбционные компоненты, ввиду чего при

наличии фильтрационных потенциалов систематически завышается солёность пластовых вод;

б) при заводнении продуктивного пласта по средней части, когда заводненый прослой не контактирует с вмещающими глинистыми пластами, методика не позволяет определять солёность пластовой воды в заводненном прослое.

Для устранения указанных ограничений автором предложены два новых подхода к использованию потенциалов самопроизвольной поляризации пород для определения солёности пластовых вод:

1) разделение потенциалов самопроизвольной поляризации пород на фильтрационные и диффузионно-адсорбционные компоненты и расчет солёности пластовых вод с использованием только диффузионно-адсорбционной компоненты ПС, которая однозначно связана с солёностью пластовых вод;

2) новый способ регистрации ПС, позволяющий выделять границы и определять солёность пластовой воды в заводненном прослое, когда последний не контактирует с вмещающими глинами.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОЛЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Измеренное значение амплитуды потенциалов самопроизвольной поляризации пород против продуктивных пластов $E_{ПС}$ состоит из алгебраической суммы диффузионно-адсорбционных $E_{д\alpha}$ и фильтрационных E_{ϕ} потенциалов:

$$E_{ПС} = E_{д\alpha} + E_{\phi}. \quad (2.1)$$

При определении солёности пластовых вод наибольший интерес представляет диффузионно-адсорбционная компонента ПС. В связи с этим возникает проблема разделения потенциалов самопроизвольной поляризации на диффузионно-адсорбционные и фильтрационные компоненты. Методика разделения $E_{ПС}$ на $E_{д\alpha}$ и E_{ϕ} -компоненты будет описана позже. Целесообразность предварительного разделения $E_{ПС}$ на указанные компоненты станет очевидной после ознакомления с методикой определения солёности пластовых вод с использованием только $E_{д\alpha}$ -компоненты ПС.

Величина $E_{д\alpha}$ количественно описывается уравнением

$$E_{д\alpha} = K_{ПС} \lg(C_{\phi}/C_{в}), \quad (2.2)$$

где $C_{в}$, C_{ϕ} — эквивалентные концентрации солей в пластовой воде и в фильтрате промысловой жидкости; $K_{ПС}$ — коэффициент статической аномалии ПС [2].

Как видно из (2.2), величина диффузионно-адсорбционных потенциалов $E_{д\alpha}$ аналитически связана с солёностью пластовых вод $C_{в}$. Эта связь создает предпосылки для определения солёности пластовых вод на основе измерения $E_{д\alpha}$. В общем случае в

уравнении (2.2) неизвестными являются солёность пластовой воды C_b и коэффициент статической аномалии ПС $K_{ПС}$. Для определения этих параметров предлагается следующий способ.

В стволе скважины последовательно закачивают промысловые жидкости с различной наперед заданной солёностью фильтра $C_{\phi i}$, после каждой закачки измеряют $E_{\lambda i}$, а затем составляют систему уравнений вида (2.2) и решают ее относительно C_b и $K_{ПС}$. Для решения системы уравнений (2.2) достаточно измерить $E_{\lambda i}$ после закачки двух промысловых жидкостей с различной солёностью $C_{\phi i}$. В случае закачки двух промысловых жидкостей

$$\lg C_b = \frac{E_{\lambda 1} \lg C_{\phi 2} + E_{\lambda 2} \lg C_{\phi 1}}{E_{\lambda 2} - E_{\lambda 1}}; \quad (2.3)$$

$$K_{ПС} = \frac{E_{\lambda 1} - E_{\lambda 2}}{\lg(C_{\phi 1}/C_{\phi 2})}. \quad (2.4)$$

В общем случае, когда исследования выполняются с закачкой i промысловых жидкостей, расчет C_b и $K_{ПС}$ ведется методом наименьших квадратов по алгоритмам:

$$C_b = 10^y, \quad (2.5)$$

где

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n \lg^2 C_{\phi i} \sum_{i=1}^n E_{\lambda i}}{n \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n E_{\lambda i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i}}; \quad (2.6)$$

$$K_{ПС} = \frac{n \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n E_{\lambda i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i}}{n \sum_{i=1}^n \lg^2 C_{\phi i} - \left(\sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} \right)^2}. \quad (2.7)$$

Представляет практический интерес анализ погрешностей определения величин C_b и $K_{ПС}$ на основе алгоритмов (2.3) — (2.7). Анализ проведем, используя аппарат определения ошибок функций не прямых измерений.

Величина среднеквадратичной погрешности, допускаемой при определении C_b по формуле (2.5),

$$\sigma_{C_b} = 2,3 C_b \sigma_y, \quad (2.8)$$

где σ_y — среднеквадратичная погрешность определения величины y .

Рассматривая y как функцию переменных $\lg C_{\phi i}$, $E_{\lambda i}$, для σ_y^2 запишем выражение

$$\sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial E_{\lambda i}} \right)^2 \sigma_{E_{\lambda i}}^2 + \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial y}{\partial \lg C_{\phi i}} \right)^2 \sigma_{\lg C_{\phi i}}^2, \quad (2.9)$$

где

$$\left(\lg C_{\phi i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} - \sum_{i=1}^n \lg^2 C_{\phi i} \right) m - \left(n \lg C_{\phi i} - \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} \right) l; \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial y}{\partial \lg C_{\phi i}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} E_{\lambda i} + E_{\lambda i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} - 2 \lg C_{\phi i} \sum_{i=1}^n E_{\lambda i} \right) m - \left(n E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n E_{\lambda i} \right) l}{m^2}; \quad (2.11)$$

$$m = n \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n E_{\lambda i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i}; \quad (2.12)$$

$$l = \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n \lg^2 C_{\phi i} \sum_{i=1}^n E_{\lambda i}; \quad (2.13)$$

$\sigma_{E_{\lambda i}}$ — среднеквадратичная погрешность определения амплитуды диффузионно-адсорбционной компоненты ПС; $\sigma_{\lg C_{\phi i}}$ — среднеквадратичная погрешность определения величины $\lg C_{\phi i}$, $\sigma_{\lg C_{\phi i}} = \sigma_{C_{\phi i}} / 2,3 C_{\phi i}$.

Величина $\sigma_{C_{\phi i}} = 0,05 C_{\phi i}$, так как средняя относительная погрешность, допускаемая при определении C_{ϕ} , по данным лабораторных измерений составляет около 5%.

Из уравнения (2.8) видно, что относительная ошибка определения C_b (в процентах)

$$\delta_{C_b} = (2,3 \sigma_y) \cdot 100. \quad (2.15)$$

Среднеквадратичная погрешность определения $K_{ПС}$ рассчитывается по формуле

$$\sigma_{K_{ПС}}^2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial K_{ПС}}{\partial E_{\lambda i}} \right)^2 \sigma_{E_{\lambda i}}^2 + \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial K_{ПС}}{\partial \lg C_{\phi i}} \right)^2 \sigma_{\lg C_{\phi i}}^2; \quad (2.16)$$

$$\frac{\partial K_{ПС}}{\partial E_{\lambda i}} = \frac{n \lg C_{\phi i} - \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i}}{l^2}; \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial K_{ПС}}{\partial \lg C_{\phi i}} = \frac{\left(n E_{\lambda i} - \sum_{i=1}^n E_{\lambda i} \right) t - \left(2 n \lg C_{\phi i} - 2 \sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} \right) m}{l^2}, \quad (2.18)$$

а

$$t = n \sum_{i=1}^n \lg^2 C_{\phi i} - \left(\sum_{i=1}^n \lg C_{\phi i} \right)^2.$$

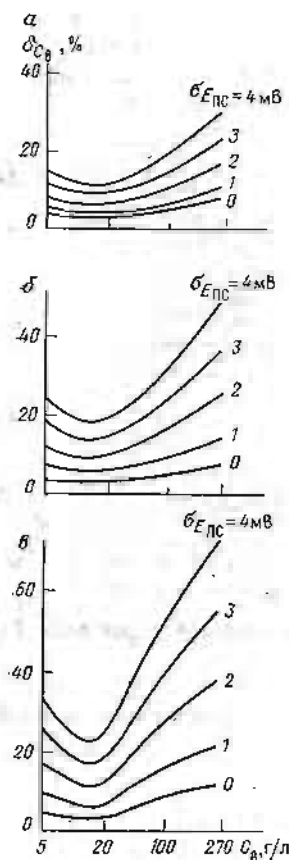


Рис. 3. Зависимости погрешности определения параметров C_{ϕ} от условий измерений.

Условия расчета: а — $K_{PC} = 50$ мВ, $C_{\phi i} = 3, 20, 50$ г/л; б — $K_{PC} = 30$ мВ, $C_{\phi i} = 3, 20, 50$ г/л; в — $K_{PC} = 30$ мВ, $C_{\phi i} = 3, 13, 22$ г/л

В следующем подразделе рассматривается методика разделения потенциалов самопроизвольной поляризации пород на $E_{да}$ - и $E_{ф}$ -компоненты и определения среднеквадратичных погрешностей $\sigma_{E_{да i}}$ измерения компоненты $E_{да}$. Величина $\sigma_{E_{да}}$ лежит в пределах $\pm(2-4)$ мВ.

Таким образом, зная $C_{\phi i}$, $E_{да i}$, $\sigma_{C_{\phi i}}$, $\sigma_{E_{да i}}$ и используя формулы (2.9) — (2.11), (2.14) — (2.18), можно рассчитывать относительные погрешности $\delta_{C_{\phi}}$, $\delta_{K_{PC}}$, допускаемые при определении C_{ϕ} и K_{PC} в заданных условиях. Из анализа результатов расчета $\delta_{C_{\phi}}$, $\delta_{K_{PC}}$ для условий заводненных песчано-глинистых пластов

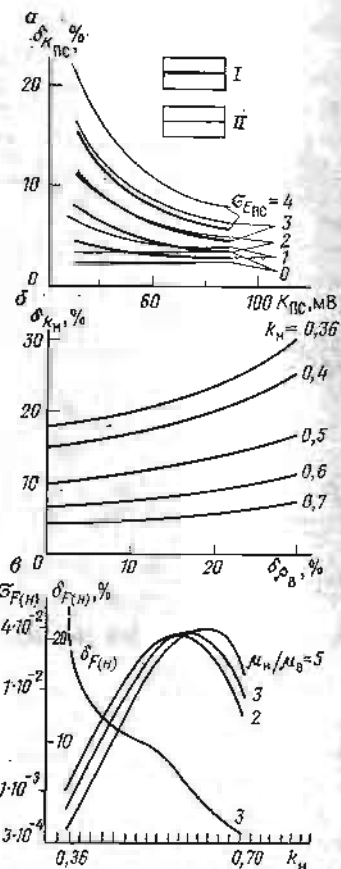


Рис. 4. Зависимость погрешности определения параметров K_{PC} и k_n от условий измерений.

Условия расчета: а — $C_{\phi i} = 3, 20, 50$ г/л (I), $C_{\phi i} = 3, 13, 22$ г/л (II); б — $\delta_{пла} = 10\%$; $\delta_{k_n} = 10\%$; в — $\sigma_{k_n} = 0.01 k_n$

горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения (рис. 3 и 4) можно сделать следующие выводы об ошибках определения C_{ϕ} и K_{PC} методом закачки промывочных жидкостей с последующим измерением потенциалов ПС пород.

1. Относительная погрешность определения C_{ϕ} уменьшается при: опреснении пластовых вод; увеличении диапазона солености закачиваемых промывочных жидкостей $C_{\phi i}$; увеличении коэффициента статической аномалии ПС K_{PC} , т. е. при уменьшении глинистости заводненного пласта; уменьшении ошибок измерения параметров $E_{да}$, C_{ϕ} .

2. Относительная погрешность определения коэффициента статической аномалии ПС $\delta_{K_{PC}}$ уменьшается с уменьшением среднеквадратичных погрешностей измерения величин $E_{да}$, C_{ϕ} , с увеличением диапазона солености закачиваемых промывочных жидкостей C_{ϕ} и K_{PC} .

3. Относительная погрешность определения солености пластовых вод $\delta_{C_{\phi}}$ для пластов с различными K_{PC} , C_{ϕ} и диапазоном изменения C_{ϕ} лежит в пределах 3—80%. Для песчаных пластов со средней глинистостью относительная погрешность определения солености пластовых вод не превышает $\pm 30\%$.

4. Эффективными средствами повышения точности определения C_{ϕ} и K_{PC} являются повышение точности измерений параметров $E_{да i}$, $C_{\phi i}$ и расширение диапазона изменения солености закачиваемых промывочных жидкостей.

МЕТОДИКА РАЗДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ПОРОД НА ДИФфуЗИОННО-АДСОРБЦИОННЫЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ КОМПОНЕНТЫ

Один из путей повышения точности измерения $E_{да}$ — разделение потенциалов самопроизвольной поляризации пород на $E_{да}$ - и $E_{ф}$ -компоненты. Выше было указано, что величина $E_{да}$ описывается уравнением (2.2). При определенных условиях, когда промывочная жидкость (ПЖ) фильтруется из скважин в пласт или обратно, против пластов возникают дополнительно фильтрационные потенциалы $E_{ф}$. При репрессии на пласт, когда фильтрация воды идет из скважин в пласт, знаки фильтрационных и диффузионно-адсорбционных потенциалов совпадают и модули их складываются (2.1). Для цилиндрического капилляра фильтрационный потенциал описывается уравнением Гельмгольца:

$$E_{ф} = \varepsilon_r \varphi \Delta p / 4 \pi \mu_w, \quad (2.19)$$

где ε_r , ρ_w , μ_w — соответственно диэлектрическая постоянная, удельное электрическое сопротивление и вязкость воды в капилляре; Δp — разность давлений между концами капилляра, под влиянием которой происходит фильтрация; φ — электрокинетический потенциал.

На основе уравнения Гельмгольца (2.19) различными авторами были разработаны палетки для количественного учета фильтрационных потенциалов в условиях реальной скважины. В обобщенной форме палетки для определения E_{ϕ} приведены в [2]. Все эти палетки разработаны в предположении, что величина E_{ϕ} пропорциональна удельному сопротивлению жидкости ρ_{ϕ} , фильтрующейся в пористой среде, и перепаду между забойным и пластовым давлениями. Особенность этих палеток — при $\rho_{\phi} < 0,5$ Ом·м фильтрационные потенциалы полностью затухают. Такое описание природы фильтрационных потенциалов является весьма грубым и не может использоваться для оценки величины фильтрационных потенциалов в реальных скважинах, особенно в условиях закачки в скважину промывочных жидкостей различной солености, по следующим причинам.

При закачке в скважину промывочных жидкостей различной солености в пласт последовательно проникают фильтраты этих жидкостей различной солености. Проникшие в пласт фильтраты смешиваются друг с другом и с пластовой водой, в результате чего удельное сопротивление воды, фильтрующейся в пористой среде, становится неконтролируемым. Фильтрационные потенциалы в реальных скважинах затухают во времени по определенному закону, хотя и существует постоянный перепад между забойным и пластовым давлением. Нестационарный режим фильтрационных потенциалов определяется следующими причинами. Сразу после вскрытия пласта, когда против него отсутствует глинистая корка, проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт идет с максимальной скоростью и наблюдается максимальное значение фильтрационных потенциалов. Со временем против пласта формируется глинистая корка, проницаемость которой затухает во времени вплоть до значений, близких к нулю. По этому же закону идет затухание фильтрационных потенциалов, что подтверждается лабораторными и скважинными исследованиями.

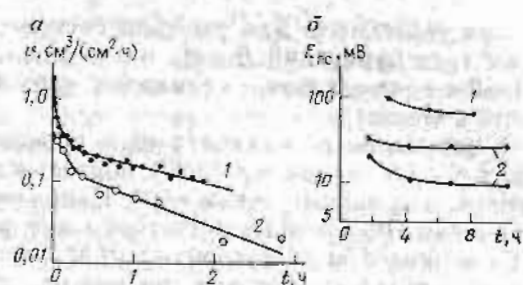
Для установления закона, по которому затухают фильтрационные потенциалы во времени, были проведены лабораторные исследования для изучения закономерности изменения скорости фильтрации водной фазы промывочной жидкости через глинистую корку на установке ВМ-6, применяемой для определения водоотдачи и толщины глинистой корки. Эта установка имитирует явление фильтрации водной фазы промывочной жидкости через глинистую корку в процессе ее формирования. Из рис. 5 следует, что приблизительно через 0,5 ч с момента начала фильтрации затухание скорости фильтрации водной фазы промывочной жидкости через глинистую корку (см/ч) идет по закону, близкому к экспоненциальному:

$$v(t) \approx e^{-\alpha t}, \quad (2.20)$$

где α — декремент затухания скорости фильтрации во времени, ч⁻¹; t — время.

Рис. 5. Кривые затухания скорости фильтрации водной фазы промывочной жидкости и фильтрационных потенциалов во времени:

а — полученные в лабораторных условиях на приборе ВМ-6: 1 — соленая ПЖ (удельное электрическое сопротивление ПЖ $\rho_{\phi} = 0,76$ Ом·м, $T = 10^{\circ}\text{C}$, $\alpha = 0,53$ ч⁻¹); 2 — пресная ПЖ ($\rho_{\phi} = 3,2$ Ом·м, $T = 18^{\circ}\text{C}$, $\alpha = 0,9$ ч⁻¹); б — измеренные в скважинах: 1 — скв. 1802-а; 2 — скв. 22164



Исследования показывают, что затухание скорости фильтрации зависит от солености и водоотдачи промывочной жидкости. Для пресной ПЖ, обладающей наименьшей водоотдачей, декремент затухания наибольший ($\alpha = 0,9$ ч⁻¹). Соленые ПЖ, несмотря на принимаемые меры, обладают большей водоотдачей по сравнению с пресной ПЖ. В результате затухание скорости фильтрации водной фазы соленых промывочных жидкостей идет с меньшим декрементом затухания ($\alpha = 0,56$ ч⁻¹). Лабораторные измерения показывают, что скорость фильтрации водной фазы через глинистую корку становится близкой к нулю спустя 3—10 ч с момента начала фильтрации для применяемых пресных и соленых ПЖ.

Можно предположить, что в системе скважина — пласт затухание скорости фильтрации водной фазы промывочной жидкости также определяется законом (2.20). Тогда временное затухание фильтрационных потенциалов в скважинах $E_{\phi}(t)$ можно представить уравнением

$$E_{\phi}(t) = E_{0\phi} e^{-\alpha t}, \quad (2.21)$$

где $E_{0\phi}$ — начальное значение фильтрационных потенциалов после закачки в скважину промывочной жидкости данной солености.

Изменение диффузионно-адсорбционных потенциалов во времени определяется коэффициентом диффузии ионов в системе скважина — пласт. Коэффициент диффузии ионов в пористой среде — величина чрезвычайно малая. Поэтому в интервале времени, в котором происходит затухание фильтрационных потенциалов (3—10 ч), величину $E_{да}$ можно считать постоянной. Тогда закон изменения потенциалов самопроизвольной поляризации пород во времени будет

$$E_{пп}(t) = E_{да} + E_{0\phi} e^{-\alpha t}. \quad (2.22)$$

Уравнение (2.22) служит основой для разделения $E_{пс}$ на $E_{да}$ - и E_{ϕ} -компоненты. В уравнении (2.22) неизвестны три параметра: $E_{да}$, $E_{0\phi}$ и α . Для определения этих параметров проводят временные измерения потенциалов самопроизвольной поляризации пород $E_{пс}(t_1)$, $E_{пс}(t_2)$, ..., $E_{пс}(t_n)$, составляют систему уравнений вида (2.22) и решают ее относительно $E_{да}$, $E_{0\phi}$, α извест-

ными способами. Для решения системы (2.22) требуется не менее трех измерений $E_{ПС}(t)$ на временах t_1, t_2, t_3 с интервалами 1—2 ч после закачки в скважину промывочной жидкости заданной солености.

Затухание потенциалов самопроизвольной поляризации пород $E_{ПС}(t)$ по закону (2.22) подтверждается данными исследований в реальных скважинах. Наиболее полные временные измерения ПС, которые достаточны для разделения $E_{ПС}$ на $E_{да-}$ и $E_{ф-}$ компоненты по алгоритму (2.22), выполнены в двух скважинах, результаты которых приведены на рис. 5 и в табл. 1 и 2. В скв. 1802-а и 22 164 временные измерения ПС проведены при заполнении ствола скважин пресной и соленой ПЖ. При заполнении скважины пресной промывочной жидкостью измерения ПС выполнены через 3—5 и 24—27 ч после прекращения буре-

Таблица 1

Скважина, площадь	Глубина залегания пласта, м	Соленость фильтрата, г/л	Время измерений, прошедшее после закачки раствора, ч	$E_{ПС}(t) \cdot 10^3$, В	
1802-а, Зай-Карагайская	1879,4—1887,6	2,9	3—5	98	
			27	100	
		16,5	3	97,7	
			5,38	74,4	
			8,12	65,4	
22164, Сармановская	1770—1775,2	11,5	3—5	51	
			24	51,3	
		20	1,75	31,7	
			4,25	25,9	
	6,75		25,6		
	1786—1789,6	11,5	20	10,25	25
				3—5	27,5
20		24	32,5		
		1,75	18,8		
		4,25	10,4		
	6,75	9,6			
	10,25	8,8			

Таблица 2

Скважина	Глубина залегания пласта, м	$E_{да} \cdot 10^3$, В	$E_{оф} \cdot 10^3$, В	α , ч ⁻¹	Характер насыщенности пласта
1802-а	1879,4—1887,6	61,5	133	0,435	Песчаники нефтенасыщенные
22164	1770—1775,2	25,3	25,7	0,81	Песчаники обводненные
	1786—1789,6	8,7	34,8	0,71	То же

ния. Такой режим измерений ПС был выбран из-за существующей технологии бурения скважин и проведения комплекса геофизических исследований. Первый замер ПС выполняется после подъема бурильного инструмента перед проведением геофизических исследований, второй — после геофизических исследований.

Несмотря на неоптимальный временной режим измерений ПС эти измерения позволяют выявить характер затухания фильтрационных потенциалов в скважине. Из табл. 1 и 2 видно, что при заполнении ствола скважины пресной ПЖ на замерах ПС через 3—5 и 24—27 ч величины амплитуд кривой ПС не изменяются в пределах точности измерений этих величин. Аналогичные результаты получены и по другим скважинам Ромашкинского месторождения, в которых измерения ПС производились в указанных временных режимах. Эти результаты свидетельствуют о том, что при заполнении ствола скважин пресной ПЖ фильтрационные потенциалы через 3—5 ч полностью затухают и измеренные значения амплитуд кривых ПС обусловлены только диффузионно-адсорбционной компонентой потенциалов самопроизвольной поляризации пород. Такой вывод подтверждается и приведенными выше результатами лабораторных измерений затухания скорости фильтрации водной фазы ПЖ через глинистую корку.

Существуют технические условия для проведения детальных временных измерений ПС при заполнении ствола скважины соленой промывочной жидкостью, поскольку закачку соленой ПЖ и измерение ПС можно производить через бурильный инструмент. Детальные временные измерения ПС по скв. 1802-а и 22 164 (см. табл. 1 и 2) при заполнении ствола скважин соленой промывочной жидкостью дают ясную картину затухания потенциалов самопроизвольной поляризации пород во времени. Обработка результатов измерений с целью определения параметров $E_{да}$, $E_{оф}$, α по алгоритму (2.22) показывает следующее.

1. Начальная величина фильтрационных потенциалов $E_{оф}$ имеет тот же порядок, что и величина диффузионно-адсорбционных потенциалов. Следовательно, при количественной обработке потенциалов ПС пород учет фильтрационных потенциалов обязателен.

2. Декременты затухания фильтрационных потенциалов в скважинах и декременты затухания скорости фильтрации водной фазы промывочной жидкости через глинистую корку в лабораторных условиях имеют один и тот же диапазон изменений ($\alpha = 0,4 \div 0,9$ ч⁻¹). Это свидетельствует о подобии процессов затухания фильтрации водной фазы промывочной жидкости через глинистую корку в модельных и реальных условиях.

3. Время полного затухания фильтрационных потенциалов в скважинах при заполнении ствола пресной промывочной жидкостью составляет 3—5 ч, при заполнении ствола соленой промывочной жидкостью — 6—10 ч.

ЗАКАЧКА В СКВАЖИНУ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ РАЗЛИЧНОЙ СОЛЕННОСТИ

Выше было показано, что один из путей повышения точности определения параметров C_v и $K_{пс}$ — увеличение диапазона солёности фильтрата C_f промывочных жидкостей, закачиваемых в скважину. Исходя из этого требования первое измерение ПС производится при заполнении скважины пресной ПЖ, которая используется для вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин, и второе измерение ПС — при заполнении скважины специально подготовленной солёной ПЖ с максимально допустимой концентрацией солей. Требование о применении промывочной жидкости с максимальной солёностью противоречит требованию о сохранении необходимых реологических свойств промывочной жидкости, таких как водоотдача, толщина глинистой корки и вязкость. Увеличение солёности водной фазы приводит к нарушению устойчивости коллоидного раствора, каким является промывочная жидкость.

Исследованиями установлено, что требуемые технологией бурения скважин реологические свойства промывочной жидкости удается сохранить при удельном сопротивлении водной фазы до $0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $T=40^\circ \text{C}$ ($C_f=50 \div 60 \text{ г/л}$). Промывочную жидкость с такой солёностью доставляют в интервал исследований путем закачки через бурильный инструмент или осолоняют пресную промывочную жидкость против интервалов исследований с помощью инжекторов. При закачке солёной ПЖ по первому варианту поступают следующим образом.

Для закачки в интервал продуктивных пластов нефтяных месторождений требуется 6 м^3 солёной промывочной жидкости. Для подготовки такого количества промывочной жидкости в емкости заливочного агрегата ЦА-300 в объеме $1,5 \text{ м}^3$ технической воды растворяют 50 кг КМЦ (карбоксила-метилцеллюлоза), смешивают водный раствор КМЦ с 3 м^3 пресной промывочной жидкости. Для осолонения смеси в емкость набирают $1,5 \text{ м}^3$ 25 %-го водного раствора NaCl и с помощью насоса смесь жидкостей тщательно перемешивают. После таких операций промывочная жидкость должна иметь следующие параметры: удельное электрическое сопротивление $\rho_e=0,1 \div 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $T=40^\circ \text{C}$, вязкость $25\text{—}30 \text{ с}$, водоотдача $8\text{—}12 \text{ см}^3$. С помощью заливочного агрегата ЦА-300 солёную промывочную жидкость через бурильный инструмент закачивают в скважину в интервал продуктивных пластов. После подъема бурильного инструмента или через бурильный инструмент проводят необходимые геофизические исследования.

Для осолонения промывочной жидкости до заданной солёности применяют специальные устройства (инжекторы). Инжектор — полая труба с управляемыми нижними клапанами. В инжектор заливают насыщенный водный раствор NaCl и на коротком кабеле доставляют его в интервал исследований. С по-

верхности открывают управляемый клапан и путем многократного перемещения инжектора вверх и вниз выливают водный раствор поваренной соли в скважину. Многократное перемещение инжектора приводит к равномерному перемешиванию промывочной жидкости с водным раствором NaCl. После подъема инжектора проводят необходимые геофизические исследования. Применение инжектора резко сокращает время задалживания скважин на проведение геофизических исследований.

ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОЛЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД И ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТОВ

Для реализации методики определения солёности пластовых вод и текущей нефтенасыщенности разрабатываемых пластов выполняют предусмотренный комплекс геофизических исследований. Помимо установленного комплекса ГИС проводят исследования методом ПС, резистивиметром и отбирают глубинные пробы скважинной жидкости при заполнении ствола скважины пресной и солёной промывочной жидкостью.

Для регистрации потенциалов самопроизвольной поляризации пород измерительная панель и фоторегистратор должны быть проверены и юстированы органами метрологического надзора в установленные сроки. Перед началом и в конце записи ПС должно быть записано отклонение блика гальванометра от опорного напряжения $0,1 \text{ В}$, равнос 100 мм . Точность выставления масштаба записи, воспроизводимость дублеров кривых ПС должны быть не хуже 2% отн. При выполнении таких требований погрешность отсчета амплитуд кривых ПС должна быть не более 2% отн.

Режим временных замеров ПС выбирается следующим образом. После окончания бурения при заполнении ствола скважины пресной промывочной жидкостью замеры ПС и резистивиметрии проводятся в трех временных интервалах: в начале, в середине и после окончания исследований комплексом геофизических методов. В каждой временной серии записываются три дублера кривых ПС и резистивиметрии. Если в процессе временных замеров ПС удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости не изменяется, в конце исследований производится отбор глубинных проб ПЖ для определения солёности фильтрата ПЖ. При изменении электрических сопротивлений промывочной жидкости во времени после каждой временной записи ПС и резистивиметрии производится отбор глубинных проб. Если значительное изменение во времени удельных электрических сопротивлений промывочной жидкости подтверждается и по данным отбора проб, исследования повторяются после закачки в скважину пресной промывочной жидкости с большей плотностью.

После закачки в интервал продуктивных пластов соленой промывочной жидкости через бурильный инструмент или после подъема бурильного инструмента производится замер ПС и резистивиметрии в трех временных интервалах с перерывами между замерами около 1,5—2 ч. Технология замера ПС, резистивиметрии и отбора глубинных проб ПЖ та же, что и при заполнении ствола скважин пресной промывочной жидкостью. В качестве нулевого времени, от которого отсчитывается время замера каждой серии кривых ПС, при заполнении скважин пресной промывочной жидкостью принимается время прекращения бурения, при заполнении скважин соленой промывочной жидкостью — время окончания продавки соленой промывочной жидкости в интервал продуктивных пластов. Это время должно быть установлено с точностью $\pm 0,25$ ч. В лабораторных условиях от глубинных проб промывочной жидкости с помощью различных устройств отделяется фильтрат и на основе измерения удельных электрических сопротивлений лабораторными резистивиметрами или химического анализа определяется общая соленость фильтрата C_{ϕ} . Погрешность определения общей солености не должна превышать $\pm 5\%$ отн.

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ ПС И РАСЧЕТ СОЛЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Обработка результатов измерений ПС начинается с оценки качества измерений, которая регламентируется существующими руководящими документами. Основное требование к качеству замеров ПС — точность установки масштабов и воспроизводимость дублеров, которая должна составлять не более 2% отн.

После оценки качества измерений ПС определяется амплитуда кривых ПС исследуемых пластов. Для этого выбирают нулевую линию отсчета на кривой ПС. В качестве нее принимают уровень кривой ПС глинистых непроницаемых алевролитов или пластов чистых глин, непосредственно контактирующих с пластом, в котором определяется соленость пластовых вод. Нулевую линию отсчета проводят по среднему уровню кривой ПС глинистых алевролитов или пластов глин в интервале глубин 3—4 м после выхода кривой ПС в область вмещающих пород. Ее проводят по покрывающим и подстилающим пластам. В однородном пласте амплитуда кривой ПС $E_{\text{ПС}}$ соответствует максимальному отклонению кривой от нулевой линии отсчета в центре пласта. В неоднородном пласте значения $E_{\text{ПС}}$ для каждого прослоя определяют тем же способом, что и для однородного пласта. По трем дублирующим друг друга кривым ПС вычисляют среднее значение ПС $E_{\text{ПС ср}}(t)$ и среднеквадратичную ошибку его определения $\sigma_{E_{\text{ПС}}}$. При отсутствии дублеров кривых ПС принимают $\sigma_{E_{\text{ПС}}} = \pm 2 \cdot 10^{-3}$ В как наиболее вероятное значение ошибки воспроизводимости кривых ПС. Измеренные значения амплитуды кривых ПС искажаются омическими и геометриче-

скими факторами среды. Для перехода от измеренных $E_{\text{ПС}}$ к исправленным за счет указанных выше факторов предлагается использовать палетки, заимствованные из [2]. В случае единого неоднородного пласта за его толщину при работе с палетками принимают сумму проницаемых и непроницаемых прослоев. Производят анализ временных значений ПС $E_{\text{ПС ср}}(t)$ с целью разделения $E_{\text{ПС}}$ на $E_{\text{да}}$ - и $E_{\text{ф}}$ -компоненты. Если при заданной солености промывочной жидкости существует значащее затухание $E_{\text{ПС ср}}(t)$ во времени, производится расчет $E_{\text{да}}$, $E_{\text{ф}}$ и α по алгоритму (2.22). При отсутствии временного затухания $E_{\text{ПС ср}}(t)$ для расчета $C_{\text{в}}$ и $K_{\text{ПС}}$ используют любое из значений $E_{\text{ПС ср}}(t)$, принимая его эквивалентным компоненте $E_{\text{да}}$.

Параметры $C_{\text{в}}$ и $K_{\text{ПС}}$ и их среднеквадратичные ошибки вычисляют для подошвенной и кровельной частей пласта по формулам (2.5)—(2.9) и (2.16). При этом могут быть два случая.

1. Соленость пластовой воды $C_{\text{в}}$ в кровле и подошве пласта одинакова в пределах ошибок измерений $\sigma_{C_{\text{в}}}$. Эта ситуация характерна для нефтеносных, водоносных и заводненных пластов, имеющих одинаковую соленость вод по всей толщине пласта.

2. Соленость пластовой воды $C_{\text{в}}$ в кровле и подошве пласта различная. Эта ситуация характерна только для заводненных пластов и обусловлена геометрией заводнения. При частичном заводнении пласта, например, по подошвенной части покрывающие глины контактируют с нефтеносным пластом, а подстилающие — с заводненным пластом. При такой геометрии заводнения соленость воды в кровле пласта равна солености связанной воды в нефтеносном пласте, а соленость воды в подошве пласта соответствует солености воды в заводненном пласте.

Соленость связанной воды в нефтеносном пласте может снижаться за счет диффузии солей и капиллярной пропитки в результате длительного контакта нефтеносного и заводненного пластов. Различная соленость пластовых вод в кровельной и подошвенной частях пласта может иметь место и в полностью заводненном пласте. В процессе вытеснения нефти водой граница нефть — вода деформируется из-за гравитационного перераспределения пластовых флюидов различной плотности. Поскольку по подошвенной части пласта идет опережающее вытеснение нефти водой, здесь следует ожидать и опережающего опреснения пластовой воды. Эта картина характерна для однородных по проницаемости и литологии пластов. В неоднородных коллекторах распределение солености воды по толщине пласта имеет сложный вид. При существующем уровне понимания этого процесса для расчета текущей нефтенасыщенности пласта рекомендуется использовать наименьшее значение солености пластовых вод $C_{\text{в}}$, получаемое при обработке результатов отсчета амплитуд ПС пласта по покрывающим и подстилающим пластам глин.

При заводнении средней части пласта, когда вмещающие глины контактируют с нефтенасыщенными прослоями, в резуль-

тате любой обработки по покрывающим и подстилающим глинам получаем соленость связанной воды в нефтеносном пласте. При такой геометрии заводнения пласта описанный способ не дает объективной информации о солености воды в заводненной части пласта. Однако если средняя часть пласта заводняется очень опресненными водами, соленость связанной воды в нефтенасыщенных частях пласта, контактирующих с вмещающими глинами, заметно снижается за счет диффузии солей и капиллярной пропитки. Это явление приводит к тому, что соленость пластовой воды по толщине распределяется неравномерно и резко снижается к центральной части пласта. Опреснение вод в нефтенасыщенных прослоях, контактирующих с вмещающими глинами, позволяет обнаружить опреснение пластовых вод.

Для определения толщины заводненных прослоев и солености вод в указанной геометрии заводнения автором был предложен новый способ регистрации потенциалов самопроизвольной поляризации пород. Известно, что при заводнении продуктивного пласта по средней части водой любой солености изменения кривой ПС не происходит. Это объясняется тем, что в замкнутом контуре скважина—заводненный прослой—нефтеносный прослой сумма диффузионно-адсорбционных ЭДС равна нулю [2]. Поэтому скачка кривой ПС на границе нефтеносный прослой—заводненный прослой не наблюдается, хотя и существует скачок солености вод в этих средах.

Сущность предложенного способа состоит в том, что заполняют ствол скважины неполяризующейся диэлектрической жидкостью, например нефилтующейся промывочной жидкостью на нефтяной основе, а затем измеряют потенциалы ПС. Измерительный электрод для создания электрического контакта прижимают к стенке скважины. При заполнении скважины неполяризующейся диэлектрической жидкостью поляризация ионов на границе скважина—горная порода отсутствует. Скачок кривой ПС будет обусловлен поляризацией ионов на границе глина—песчаник, нефтеносный пласт—заводненный пласт. Идеальная кривая ПС при заполнении ствола скважины диэлектрической неполяризующейся жидкостью (рис. 6) имеет глубокий отрицательный минимум в интервале заводненного пласта. Скачок кривой ПС на границе нефтеносный пласт—заводненный пласт позволяет определять и соленость пластовой воды в заводненном прослое. Величина скачка потенциалов ПС на границе нефтеносный пласт—заводненный пласт

$$E_{\text{ПС}} = K_d \lg (C_{\text{внп}} / C_{\text{взи}}), \quad (2.23)$$

где K_d — коэффициент диффузионной ЭДС; $C_{\text{внп}}$, $C_{\text{взи}}$ — соленость вод соответственно в нефтеносном и заводненном пластах.

Величины K_d и $C_{\text{внп}}$ хорошо известны [2]. Следовательно, уравнение (2.23) легко разрешается относительно $C_{\text{взи}}$. Если соленость воды в нефтеносном пласте $C_{\text{внп}}$ неизвестна или изме-

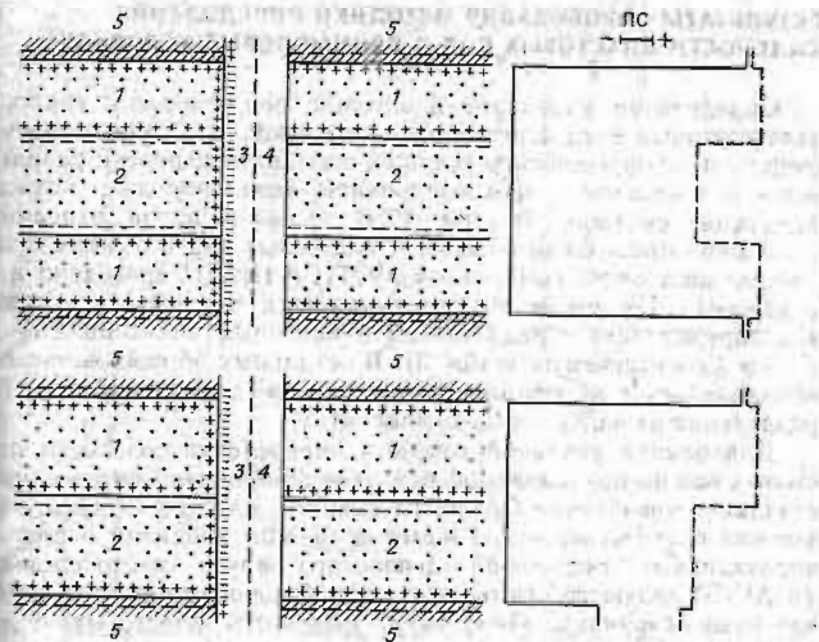
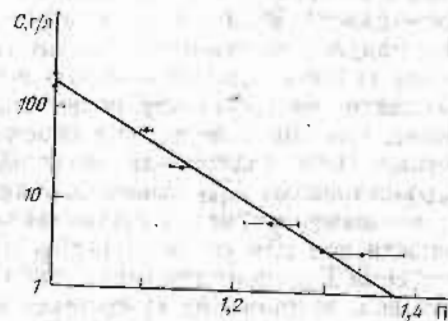


Рис. 6. Идеальные кривые ПС при заполнении скважины жидкостью различной проводимости и зависимости поверхностной проводимости от солености пластовых вод.

Пласты: 1 — нефтеносный, 2 — заводненный; жидкость: 3 — проводящая, 4 — диэлектрическая неполяризующая; 5 — вмещающие пласты глин. П — коэффициент поверхностной проводимости



нилась за счет взаимодействия с заводненным пластом, величина $C_{\text{внп}}$ может быть определена по данным измерений ПС после закачки промывочной жидкости различной солености. Таким образом, измерение ПС после закачки в скважину промывочных жидкостей различной солености, а затем неполяризующейся диэлектрической жидкости позволит определить соленость пластовых вод при любой геометрии заводнения продуктивного пласта и получить распределение солености пластовых вод по толщине пласта. Предложенный способ регистрации ПС при заполнении ствола скважины неполяризующейся диэлектрической жидкостью к настоящему моменту не опробован. Проведение таких работ планируется в будущем.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОЛЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Определение солёности пластовых вод — первый наиболее ответственный этап в цепи технологических и алгоритмических операций по определению текущей нефтенасыщенности разрабатываемых пластов и прогнозированию начальной доли нефти в продукции скважин. В 1980—1986 гг. опробование описанной методики определения солёности пластовых вод в рамках опытно-промышленного применения МОН и ПНДН проведено в 60 скважинах. Из них в четырех скважинах солёность пластовых вод определялась с разделением измеренных значений $E_{ПС}$ на $E_{да-}$ и $E_{ф-}$ компоненты (табл. 3). В остальных 56 скважинах она определялась с использованием измеренных значений $E_{ПС}$ без разделения их на $E_{да-}$ и $E_{ф-}$ компоненты.

Для оценки реальной точности определения солёности пластовых вод по предлагаемой методике наибольший интерес представляет определение C_b против опорных пластов с заранее известной солёностью вод. Такими опорными пластами в разрезе продуктивных отложений девонского яруса месторождений ТатАССР являются нефтеносные или водоносные пласты, не охваченные влиянием заводнения. Солёность пластовых вод в опорных пластах хорошо изучена по данным химического анализа и составляет 270 г/л. Она остается постоянной по всей толщине пласта. Необходимо отметить, что при исследовании опорных пластов допускаются максимальные погрешности в определении солёности пластовых вод по данным ПС, поскольку они обладают максимальной солёностью (см. выше). Из табл. 3 видно, что при определении солёности пластовых вод в нефтеносных или водоносных пластах с использованием только $E_{да-}$ компоненты $E_{ПС}$ относительная погрешность в определении C_b по четырем пластам составляет не более 1—17%. Расчет солёности вод для тех же пластов с использованием измеренных значений $E_{ПС}$ приводит к резкому увеличению солёности пластовых вод, которого не существует в природе, т. е. приводит к «нефизическим» результатам. Такие «нефизические» результаты были получены по большинству исследованных нефтеносных и водоносных пластов. При расчете нефтенасыщенности по этим пластам солёность пластовой воды условно принималась равной 270 г/л.

Таким образом, новый вариант методики определения солёности пластовых вод с использованием $E_{да-}$ компоненты ПС даже в условиях высокой солёности пластовых вод, являющихся наиболее неблагоприятными для метода ПС, обеспечивает определение C_b с высокой точностью. В обводненных пластах расчет солёности пластовых вод с разделением и без разделения $E_{ПС}$ на $E_{да-}$ и $E_{ф-}$ компоненты дает различные значения C_b , как и в опорных пластах (см. табл. 3). Использование $E_{да-}$ компоненты позволяет получить более низкие значения параметра C_b в об-

Таблица 3

Скважина	Глубина залегания пласта, м	Интервал перфорации, м	C_b (г/л) по данным ПС		C_a по данным опробования пласта, г/л	Характеристика пласта
			с использованием $E_{ПС}$ без разделения на $E_{да-}$ и $E_{ф-}$ компоненты	с использованием $E_{ПС}$ с разделением на $E_{да-}$ и $E_{ф-}$ компоненты		
1802-а	1879,4—1887,6	1878—1887	$\infty \pm 443$	266 ± 28	270	Песчанки нефтеносные
22164	1770—1775,2	1769,6—1775,2	49	34	18	Песчанки обводненные
	1786—1789,6	1786—1787,5	43	25	18	
22162	1799,8—1803,2	1802,6—1904	709	317	270	Песчанки нефтеносные
	1803,2—1805,6		379	166	85	
	1809,8—1818,8	—	403	260	270	Песчанки обводненные
106-а	1786—1788,4	1785,8—1788,6	578	260	270	Песчанки водоносные
	1797,6—1809,2	1799—1801	110	70	45	Песчанки нефтеносные Песчанки обводненные

водненных пластах. При сравнении параметров C_b , полученных по данным ПС и опробования пласта, расхождение составляет от 28 до 49 %. Такое расхождение не дает основания считать, что параметр C_b по данным ПС определен с низкой точностью. К результатам измерения параметра C_b по данным опробования следует подходить критически. Дело в том, что опробование обводненных пластов, указанных в табл. 3, проведено только компрессором. При таком способе освоения пластов дренирование пласта до получения пластовой воды не проводится. В результате в пробах пластовой воды содержится фильтрат промывочной жидкости, проникший в пласт во время бурения.

Анализ результатов определения солености пластовых вод по данным ПС без разделения $E_{ПС}$ на $E_{дв}$ - и $E_{ф}$ -компоненты показывает следующее. По подавляющему большинству скважин наблюдается статистически распределенная сходимость удельных электрических сопротивлений пластовой воды ρ_v по данным ПС и опробования. По 34 испытанным объектам средние значения ρ_v , полученные двумя независимыми методами (ПС и опробование); составляют соответственно 0,065 и 0,063 Ом·м. Среднеквадратичное отклонение и коэффициент корреляции между двумя группами значений ρ_v , определенных по данным ПС и опробования, составляют соответственно $\pm 0,026$ и 0,88. Таким образом, если значения ρ_v , полученные по данным опробования, принимать за истинные, средняя относительная ошибка определения солености пластовых вод продуктивных пластов по данным ПС составит ± 40 %. По четырем испытанным объектам наблюдается большое расхождение значений ρ_v по данным ПС и опробования. Это объясняется тем, что в указанных скважинах заводнение пласта произошло по его средней части. За счет такой геометрии заводнения заводненный прослой не контактирует с вмещающими пластами глин, в результате чего предложенная методика не дает объективной информации о солености пластовых вод в заводненном прослое.

Примеры проявления таких ограничений приведены на рис. 7. По скв. 2640, если за нулевую линию отсчета принять уровень подстилающих и покрывающих глин, значение ρ_v для пласта в интервале глубины 1764,4—1770,4 м значительно меньше 0,03 Ом·м, т. е. пластовых вод с таким параметром в отложениях девона Ромашкинского месторождения нет. Такое занижение значений ρ_v или завышение солености пластовых вод может быть обусловлено присутствием фильтрационной компоненты ПС. Кровельная и подошвенная части этого пласта в интервалах 1764,4—1766,8 и 1768,8—1770,4 м представлены глинистыми песчаниками или алевролитами. Таким образом, заводнение пласта может происходить только по его средней части, о чем свидетельствует и снижение удельных сопротивлений пласта в этой части. При опробовании пласта в интервале 1764,4—1768,8 м получена водонефтяная смесь с содержанием нефти 2 %. Удельное сопротивление воды $\rho_v = 0,057$ Ом·м. Такое расхождение зна-

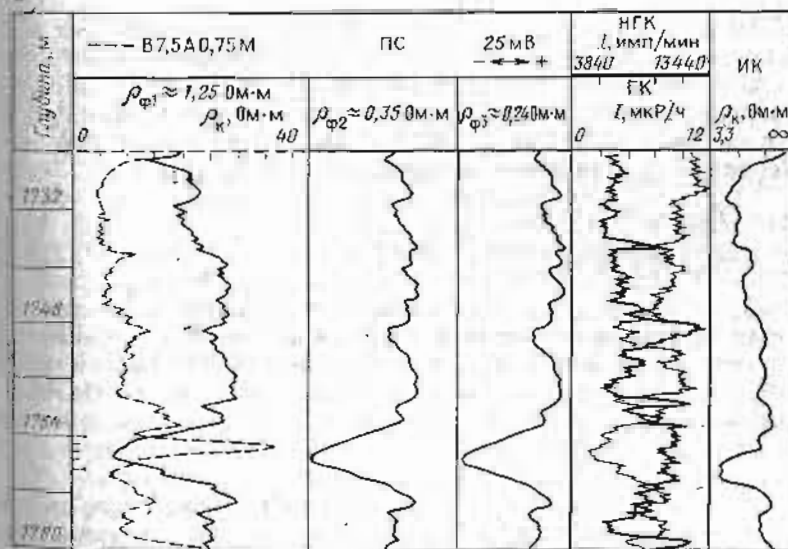
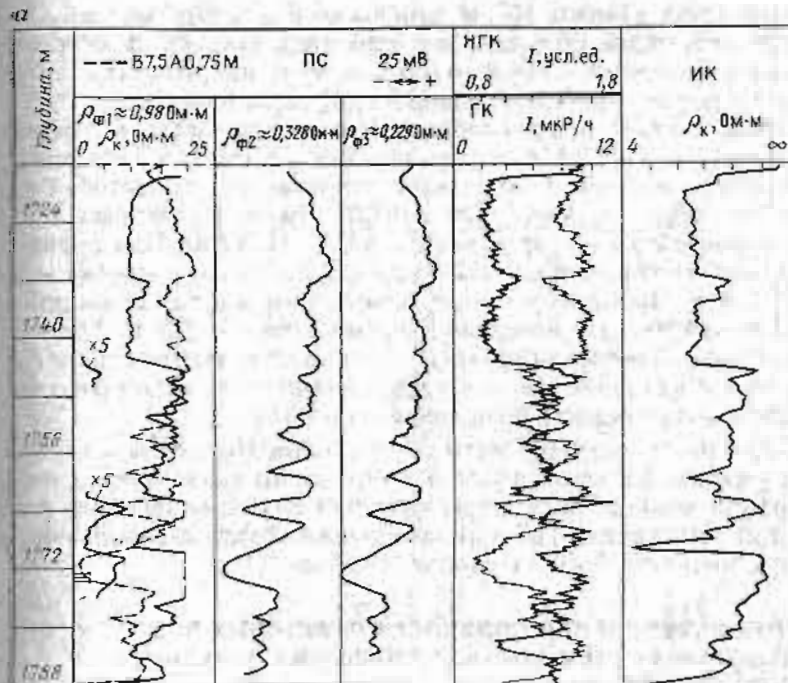


Рис. 7. Примеры ограничений методики определения ρ_v путем закачки глинистых растворов различной солености.
 а — скв. 2640; б — скв. 2640. $\rho_{\phi i}$ — удельное электрическое сопротивление фильтрационной жидкости.

чений ρ_v по данным ПС и химического анализа можно объяснить следующим образом: эта скважина вскрыла заводненный пласт в интервале 1766,8—1768,8 м, т. е. прорыв воды произошел в средней, наиболее проницаемой, части пласта.

В скв. 1889) Абдрахмановской площади пласт в интервале глубин 1766—1774,8 м заглинизирован и уплотнен в кровельной и подошвенной частях. Удельное сопротивление пластовой воды для подошвенной части равно 0,032 Ом·м. Пласт был вскрыт перфорацией в интервале глубин 1773—1774,8 м. При опробовании компрессором получена вода с удельным сопротивлением 0,26 Ом·м. Заводнение этого пласта произошло, по-видимому, по средней части в интервале глубин 1769,2—1772 м. Таким образом, при заводнении средней части продуктивного пласта предложенная методика не дает удовлетворительных данных о солёности пластовых вод в заводненном прослое.

Для повышения точности определения солёности пластовых вод разрабатываемых пластов необходимо: использовать только диффузионно-адсорбционную компоненту ПС; опробовать новый способ регистрации ПС при заводнении ствола скважин неполяризуемой диэлектрической жидкостью.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОЛЁНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭФФЕКТА СМЕЩЕНИЯ НУЛЕВОЙ ЛИНИИ КРИВОЙ ПС

При заводнении продуктивного пласта закачиваемыми водами, когда последние контактируют с вмещающими глинами, происходит изменение самопроизвольной поляризации пород в скважине. При частичном заводнении пласта закачиваемыми водами статическая амплитуда ПС на границах глина — нефтеносный пласт $E_{ПС1}$ и глина — заводненный пласт $E_{ПС2}$:

$$E_{ПС1} = K_{ПС} \lg(C_{\phi}/C_{внп}); \quad (2.24)$$

$$E_{ПС2} = K_{ПС} \lg(C_{\phi}/C_{взп}), \quad (2.25)$$

где $C_{внп}$, $C_{взп}$, C_{ϕ} — солёность вод в нефтеносном и заводненном пластах и фильтрата промывочной жидкости; $K_{ПС}$ — коэффициент статической аномалии ПС [2]. Уравнения (2.24) и (2.25) верны, если отсутствует фильтрационная компонента ПС E_{ϕ} , а диффузионно-адсорбционная активность вмещающих глин одинакова, т. е. коэффициент $K_{ПС}$ для покрывающих и подстилающих глин имеет одно и то же значение.

Равенство диффузионно-адсорбционной активности подстилающих и покрывающих глин контролируют по соседним скважинам, пробуренным до заводнения пласта. На рис. 8 приведены кривые ПС по двум рядом расположенным скважинам (4379, 4379-а), вскрывшим пласт до и после его заводнения. Условная линия вмещающих глин до заводнения пласта выдерживается на одном уровне. Отсчет значений $E_{ПС1}$ и $E_{ПС2}$ после заводнения

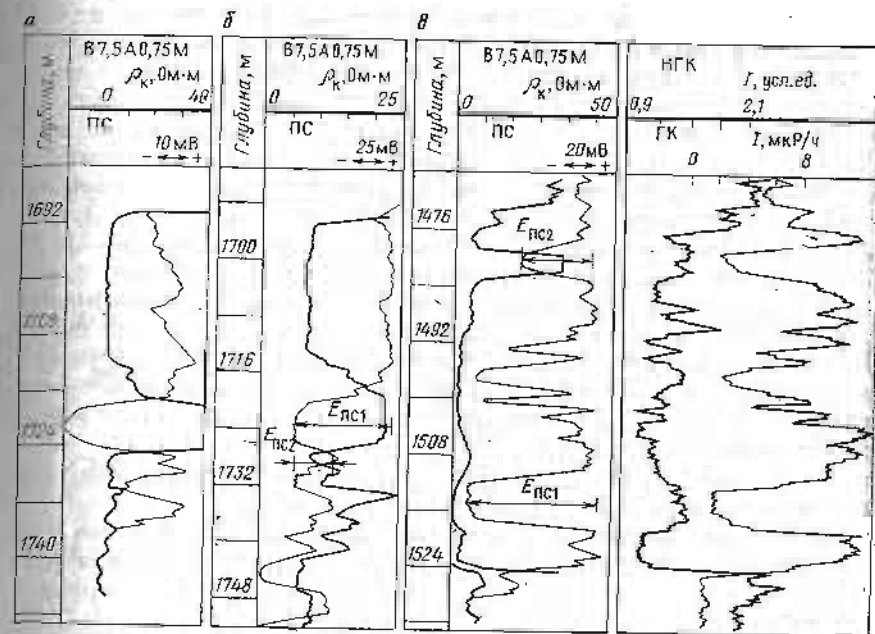


Рис. 8. Изменение кривой ПС при заводнении пласта опресненной водой. Ромашкинское месторождение: а — скв. 4379, б — скв. 4379-а; в — Арланское месторождение, скв. 5664

пласта производится от линии покрывающих и подстилающих глин.

При заводнении пласта по всей мощности наблюдается уменьшение амплитуды кривой ПС в скв. 5664. В этом случае строят зависимость $E_{ПС} = f(A_{\gamma})$ по нефтеносным и водоносным пластам, а затем по значению A_{γ} заводненного пласта находят $E_{ПС1}$. Здесь A_{γ} — двойной разностный параметр кривой ГК. Иногда значение $E_{ПС1}$ отсчитывают против пласта, аналогичного заводненному пласту по A_{γ} . Такую же операцию выполняют и в том случае, когда условная линия вмещающих глин до заводнения пласта не выдерживается на одном уровне. Однако для отдельных месторождений надежной связи вида $E_{ПС} = f(A_{\gamma})$ нет.

Солёность воды $C_{взп}$ в заводненном пласте находят путем решения системы уравнений (2.24) и (2.25) относительно $C_{взп}$ и $K_{ПС}$.

Таким путем были вычислены значения $C_{взп}$ и $K_{ПС}$ заводненных пластов для Ромашкинского, Арланского и Усть-Балыкского месторождений. Было проведено сравнение величин ρ_v для этих месторождений, определенных с использованием эффекта смещения нулевой линии кривой ПС и химического анализа вод, отобранных из заводненных пластов при опробовании [14].

На Арланском и Усть-Балыкском месторождениях из шести скважин, в которых определялся параметр ρ_v по данным ПС и

химического анализа пластовых вод, в четырех скважинах наблюдается хорошая сходимость результатов ПС и химического анализа. По двум скважинам Усть-Балыкского месторождения расхождение данных ПС и химического анализа составляет 27 и 38 % отн., причем в обоих случаях расчет параметра ρ_v дает заниженные значения по сравнению с данными опробования.

На Ромашкинском месторождении из 10 скважин по трем наблюдается хорошая сходимость данных ПС и химического анализа. По семи скважинам расхождение данных составляет от 29 до 83 % отн.; по пяти скважинам параметр ρ_v по данным ПС имеет заниженные значения. По 10 скважинам Ромашкинского месторождения корреляции между параметрами ρ_v , определенными по данным ПС и химического анализа, нет (коэффициент корреляции $r=0,34$). Причины ошибок в определении удельного сопротивления воды в заводненном пласте с использованием этого эффекта следующие.

1. Большие ошибки измерений удельного сопротивления глинистого раствора скважинными резистивметрами.

2. Различная диффузионно-адсорбционная активность подстилающих и покрывающих глин. В этом случае снижается точность отсчета параметра $E_{пс}$ и, следовательно, точность определения ρ_v .

3. Смещение нулевой линии кривой ПС только при частичном заводнении нефтеносного пласта, согласно представлениям А. П. Анпилогова.

Более глубокий анализ показывает, что смещение нулевой линии кривой ПС наблюдается и в полностью заводненном пласте, когда соленость пластовых вод в кровельной и подошвенной частях пласта различная. Например, по скв. 20319 Миннибаевской площади ниже пласта, в интервале глубин 1777,4—1781,2 м, наблюдается смещение нулевой линии кривой ПС в сторону отрицательных значений (рис. 9). Здесь измерения при закачке глинистых растворов различной солености дают удельные сопротивления пластовой воды в кровле и подошве пласта соответственно 0,14 и 0,2 Ом·м. Следовательно, смещение нулевой линии кривой ПС ниже этого пласта обусловлено различной соленостью пластовой воды в кровельной и подошвенной частях пласта. В результате расчетов по формулам (2.24) и (2.25) $\rho_v = 0,085$ Ом·м. Анализ показывает, что в полностью заводненных пластах с различной соленостью вод в их кровле и подошве расчеты по (2.24) и (2.25) дают заниженные значения ρ_v по сравнению с фактическими. Ввиду этого для большинства скважин по данным ПС получены заниженные значения ρ_v по сравнению с данными химического анализа.

Первый источник ошибок определения ρ_v , связанный с неточным измерением удельных сопротивлений глинистого раствора и его фильтрата ρ_f , устраним при обеспечении требуемой точности измерений. Второй и третий источники ошибок, связанные с различной диффузионно-адсорбционной активностью вмещающих

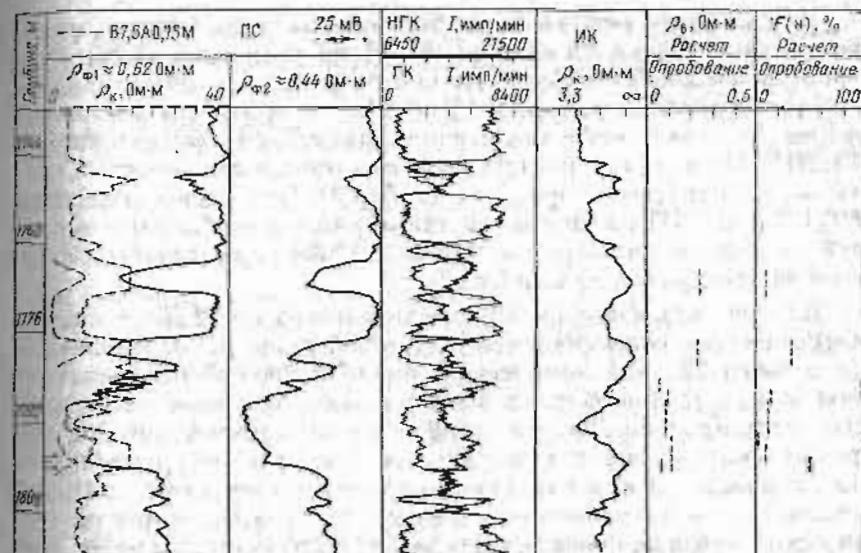


Рис. 9. Определение параметров выработки продуктивного пласта

глин и соленостью вод в кровельной и подошвенной частях заводненного пласта, носят физический характер и могут быть устранены только применением метода закачки промывочных жидкостей с различной соленостью.

Другое существенное ограничение описанной методики — эффект смещения нулевой линии кривой ПС на нефтяных месторождениях Татарии — проявляется только против 43 % заводненных пластов [17].

Ввиду таких серьезных ограничений использование эффекта смещения нулевой линии кривой ПС для количественного определения удельного сопротивления вод в заводненных пластах нецелесообразно. По-прежнему этот эффект рекомендуется использовать только для качественного выделения заводненных пластов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

Знание удельного сопротивления вод в заводненных пластах создает предпосылки для определения текущей нефтенасыщенности этих пластов.

Наиболее фундаментальные уравнения для определения нефтенасыщенности пластов получены Арчи и В. Н. Дахновым [4]. Для пластов песчаников уравнение Дахнова имеет вид

$$k_n = 1 - \sqrt[2.25]{\frac{0,6 \rho_v}{\rho_n k_n^2 \Pi}} \quad (2.26)$$

где ρ_v и k_n — соответственно удельное электрическое сопротивление и пористость пласта; Π — коэффициент поверхностной проницаемости.

Для каждого нефтяного месторождения используются индивидуальные уравнения вида (2.26). Нами уравнение (2.26) выбрано по тем соображениям, что оно получено на основе обобщения экспериментальных данных по многим нефтяным месторождениям и практически аналогично уравнениям, выведенным в ТатНИПнефть для расчета нефтенасыщенности пластов песчаников пашийского горизонта Татарской АССР. При распространении МОН и ПНДН на другие нефтяные районы необходимо исследовать возможность использования (2.26) при геологических особенностях каждого района.

Для расчета нефтенасыщенности пластов по (2.26) удельное электрическое сопротивление пластовой воды ρ_v определяется по данным ПС или химического анализа проб воды, извлекаемой из пласта при эксплуатации скважин. Удельное электрическое сопротивление пласта измеряется комплексом методов сопротивлений (боковое электрическое зондирование, индукционный каротаж, электромагнитный каротаж по затуханию). Пористость пласта вычисляется по данным анализа зерна или геофизических методов, принятых для выбранного месторождения. Несколько дискуссионным является вопрос об учете поверхностной проводимости Π .

УЧЕТ ПОВЕРХНОСТНОЙ ПРОВОДИМОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ

Поверхностная проводимость Π глинистых пластов является функцией солености содержащейся в порах воды, и представляет собой отношение:

$$\Pi = P'_n / P''_n, \quad (2.27)$$

где P'_n , P''_n — параметры пористости пласта при содержании в порах насыщенных и недонасыщенных водных растворов солей.

Эффект поверхностной проводимости объясняется влиянием дополнительной проводимости двойного слоя на поверхности твердой фазы. Эффект возрастает с увеличением глинистости пласта и снижением солености пластовых вод. Усредненные значения Π для 28 образцов девонских песчаников Ромашкинского месторождения при снижении солености насыщающей воды C_v с 300 до 1 г/л возрастают с 1 до 1,38. Зависимость $C_v = f(\Pi)$ в системе координат ($\lg C_v$, Π) линейная (см. рис. 6). Таким образом, существует возможность учета поверхностной проводимости при определении текущей нефтенасыщенности заводненных пластов для нефтяных месторождений Татарии. Аналогичные обобщенные палетки для учета поверхностной проводимости при различной солености пластовых вод приведены в [8].

Нами выполнен расчет коэффициента нефтенасыщенности для группы пластов, заводненных опресненными водами, по формуле Дахнова (2.26) при $\Pi = 1$ и по палеткам, приведенным в [8], с целью выяснения необходимости учета поверхностной проводимости

Таблица 4

Скважина	Глубина залегания пласта, м	C_v , г/л	$\Pi = 1$ [по (2.26)]		$\Pi > 1$ (по В. А. Кошляку)		k_n по ИНК	$F(n)$ по данным опробования
			k_n	$F(n)$	k_n	$F(n)$		
18391	1770—1774,8	17	0,59	—	0,74	—	—	—
		17	0,47	0,36	0,65	0,98	—	0
20339	1664,4—1667,2	42	0,55	0,25	0,71	1	—	0,05
2652	1753,2—1758,2	3	0,35	0	0,59	0,43	—	0,01
1673-а	1718—1721,6	5,3	0,42	0,01	0,65	0,81	—	0,05
14110	1647,2—1651,6	19	0,69	—	0,86	—	—	—
		19	0,39	0,38	0,55	0,83	—	0,12
20331	1776—1787	5,9	0,36	0	0,48	0,06	0,32	0
8577	1713,2—1720,4	1,48	0,28	0	0,36	0	0,31	0

мости (табл. 4). При расчете использовались данные о солености пластовых вод, полученные в результате химического анализа проб, отобранных при опробовании пластов. Для каждой величины k_n были рассчитаны значения начальной доли нефти в жидкости $F(n)$, извлекаемой из пласта, которые затем были сопоставлены с данными опробования. Для скв. 20331 и 8577 значения k_n заводненных пластов были определены по данным электрокаротажа и методом ИНК с закачкой водных растворов различной солености. Приведенные данные показывают, что расчеты по палеткам [8] дают завышенные на 0,12—0,24 абс. ед. значения k_n по сравнению с расчетами по формуле Дахнова. Завышенные значения k_n приводят к резкому завышению расчетных значений $F(n)$, которые противоречат данным опробования. Рассчитанные по указанным палеткам значения k_n противоречат и данным ИНК. Аналогичные результаты дают и расчеты k_n с использованием зависимости $\Pi = f(C_v)$ для песчаников Ромашкинского месторождения (см. рис. 5). Таким образом, использование палеток из работы [8], равно как и зависимости $\Pi = f(C_v)$ для песчаников Ромашкинского месторождения, для расчета k_n недопустимо, во всяком случае для терригенных отложений нефтяных месторождений Татарской АССР. Расчет k_n необходимо проводить по формуле Арчи—Дахнова (2.26) при $\Pi = 1$. Результаты такого расчета согласуются с данными опробования и ИНК.

АНАЛИЗ ОШИБОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

При расчете коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов с использованием формулы Дахнова (2.26) погрешность определения k_n складывается из погрешностей измерения удель-

ных электрических сопротивлений пластовой воды ρ_b и пласта ρ_n , а также коэффициента пористости k_n . Оценку погрешностей определения k_n проведем, используя известный аппарат расчета ошибок функций не прямых измерений.

Величина среднесквадратичной погрешности, допускаемой при расчете k_n по (2.26),

$$\sigma_{k_n}^2 = \left(\frac{\partial k_n}{\partial \rho_b}\right)^2 \sigma_{\rho_b}^2 + \left(\frac{\partial k_n}{\partial \rho_n}\right)^2 \sigma_{\rho_n}^2 + \left(\frac{\partial k_n}{\partial k_n}\right)^2 \sigma_{k_n}^2, \quad (2.28)$$

где

$$\frac{\partial k_n}{\partial \rho_b} = -\frac{1}{2,25\rho_b^{0,856}} \left(\frac{0,6}{\rho_n k_n^2}\right)^{1/2,25}; \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial k_n}{\partial \rho_n} = \frac{1}{2,25\rho_n^{1,444}} \left(\frac{0,69\rho_b}{k_n^2}\right)^{1/2,25}; \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial k_n}{\partial k_n} = \frac{0,8889}{k_n^{1,8889}} \left(\frac{0,6\rho_b}{\rho_n}\right)^{1/2,25}. \quad (2.31)$$

При расчете σ_{k_n} приняты: $\sigma_{\rho_b} = \delta_{\rho_b} \rho_b$, где δ_{ρ_b} — относительная ошибка определения ρ_b ; $\sigma_{\rho_n} = 0,1 \rho_n$, так как при определении удельного электрического сопротивления пласта ρ_n по данным индукционного каротажа допускается средняя относительная ошибка около 10%; $\sigma_{k_n} = (0,05 \div 0,1) k_n$, так как при определении k_n по методике двух опорных пластов допускается относительная погрешность от 5 до 10% отн. Для выявления основных закономерностей в изменении $\delta_{k_n} = (\sigma_{k_n} / k_n)$ были просчитаны δ_{k_n} для следующих ситуаций: $k_n = 0,2$; $\rho_b = 0,033$; 0,06; 0,23; 0,8 Ом·м; $k_n = 0,3$; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; соответствующие ρ_n определялись по (2.26). Результаты расчета представлены на рис. 4. Анализ результатов расчета показывает, что погрешность определения k_n зависит от ошибок измерений всех трех параметров, входящих в (2.26). Для повышения точности расчета k_n необходимо повысить точность измерения параметров ρ_b , ρ_n и k_n .

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАЧАЛЬНОЙ ДОЛИ НЕФТИ В ЖИДКОСТИ, ИЗВЛЕКАЕМОЙ ИЗ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

При вытеснении нефти водой даже в однородной пористой среде не существует резкой границы раздела между ними, а образуется область, в которой имеется как подвижная вода, так и подвижная нефть. В настоящее время законы фильтрации двухфазной жидкости хорошо изучены.

В заводненном пласте имеет место фильтрация водонефтяной смеси. При установившейся фильтрации двух гетерогенных жидкостей для каждой из фаз соблюдается закон Дарси:

$$v_n = -\frac{k_{np}}{\mu_n} f_n(k_n) \text{ grad } p; \quad (2.32)$$

$$v_b = -\frac{k_{bp}}{\mu_b} f_b(k_n) \text{ grad } p, \quad (2.33)$$

где v_n , v_b , μ_n , μ_b , $f_n(k_n)$, $f_b(k_n)$ — скорости фильтрации, вязкости и относительные фазовые проницаемости для нефти и воды; k_{np} — проницаемость пористой среды при движении однофазной жидкости; p — давление в пласте.

Многочисленные экспериментальные исследования показывают, что относительные фазовые проницаемости зависят от коэффициента нефтенасыщенности и смачиваемости породы каждой фазы и не зависят от вязкости и скорости фильтрации фаз. В уравнениях (2.32), (2.33) давление в фазах предполагается одинаковым. Такое представление о фильтрации двухфазной жидкости известно как схема Бакли—Левретта. Относительные фазовые проницаемости в (2.32), (2.33) определенным образом зависят от капиллярных сил. Предположение о равенстве давлений в фазах в схеме Бакли—Левретта не позволяет описать такие процессы фильтрации несмешивающихся жидкостей, как движение фаз под действием капиллярных сил.

Более строгая теория фильтрации двухфазной жидкости с учетом движения фаз под действием капиллярных сил известна как схема Раппопорта—Лиса. Согласно этой схеме, в закон движения фаз вводятся два давления — давление в нефти p_n и давление в воде p_b . Для каждой из фаз уравнение Дарси имеет вид

$$v_n = -\frac{k_{np}}{\mu_n} f_n(k_n) \text{ grad } p_n; \quad (2.34)$$

$$v_b = -\frac{k_{bp}}{\mu_b} f_b(k_n) \text{ grad } p_b. \quad (2.35)$$

Принимается, что порода гидрофильная и разность между давлениями в нефти и воде равна капиллярному давлению. Зависимость капиллярного давления p_k от водонасыщенности k_b представляются в виде

$$p_k(k_b) = p_n - p_b = \frac{2\sigma \cos \theta}{(k/k_n)^{1/2}} J(k_b), \quad (2.36)$$

где σ — сила поверхностного натяжения на границе двух жидкостей; θ — краевой угол смачивания пористой среды водой; $J(k_b)$ — функция Левретта; k_b — коэффициент водонасыщенности.

Зная законы фильтрации жидкостей, можно построить алгоритмы для определения начальной доли нефти $F(n) = v_n/v_{cm}$ в

продукции скважин. Здесь $v_{см}$ — скорость фильтрации водонефтяной смеси. Обобщение системы уравнений (2.32) — (2.35) позволяет получить функцию для определения доли нефти в продукции скважин. Эта функция в зависимости от принятой схемы течения двухфазной жидкости выражается уравнениями:

а) согласно схеме Бакли—Левретта

$$F(N) = \frac{v_n}{v_{см}} = \left[1 + \frac{\mu_n}{\mu_b} \frac{f_n(k_n)}{f_n(k_n)} \right]^{-1}; \quad (2.37)$$

б) согласно схеме Раппопорта—Лиса

$$F(N) = \frac{v_n}{v_{см}} = \left[1 + \frac{\mu_n}{\mu_b} \frac{f_n(k_n) \operatorname{grad} p_n}{f_n(k_n) \operatorname{grad} p_n} \right]^{-1}. \quad (2.38)$$

В уравнении (2.38), полученном с использованием более строгой теории течения двухфазной жидкости, градиенты давлений в жидкостях до ввода пласта в разработку определяются весьма приближенно. Кроме того, при высоких перепадах давлений в пласте, которые наблюдаются при разработке крупных месторождений, эффектом капиллярных сил можно пренебречь. Поэтому для прогнозирования доли нефти в продукции скважин рекомендуется использовать (2.37).

Уравнение (2.37) справедливо для однородного по нефтенасыщенности и проницаемости пласта. Для расчета среднего значения $F(N)_{ср}$ для неоднородного пласта, состоящего из i прослоев с абсолютной проницаемостью $k_{пр i}$ и нефтенасыщенностью $k_{н i}$, предлагается следующий подход.

Записывают выражения для дебита нефти $Q_{н i}$ и воды $Q_{в i}$ из i -го прослоя толщиной h_i :

$$Q_{н i} = \frac{2\pi k_i h_i f_n(k_{н i}) \Delta p}{\mu_n \ln(R/r_{с пр})}; \quad (2.39)$$

$$Q_{в i} = \frac{2\pi k_i h_i f_b(k_{н i}) \Delta p}{\mu_b \ln(R/r_{с пр})}, \quad (2.40)$$

где Δp — перепад между пластовым и забойным давлениями; $f_n(k_{н i})$, $f_b(k_{н i})$ — относительные фазовые проницаемости для i -го прослоя; R и $r_{с пр}$ — радиус контура питания и приведенный радиус скважины.

Среднее значение $F(N)_{ср}$ для неоднородного пласта принимает вид

$$F(N)_{ср} = \left\{ 1 + \frac{\mu_n}{\mu_b} \left[\frac{k_1 h_1 f_n(k_{н 1}) + \dots + k_i h_i f_n(k_{н i})}{k_1 h_1 f_b(k_{н 1}) + \dots + k_i h_i f_b(k_{н i})} \right] \right\}^{-1}. \quad (2.41)$$

Параметры, входящие в уравнения (3.35) и (3.39), определяются следующим образом.

Вязкость нефти μ_n хорошо известна для каждого месторождения. Вязкость воды μ_b зависит в основном от температуры t и солености воды. Например, при $t = 40$ °С вязкость воды при из-

менении солености от 0 до 300 г/л возрастает приблизительно в 2 раза. Поэтому вязкость воды определяется с учетом пластовой температуры и солености воды, найденной по данным метода ИНК.

Абсолютная проницаемость пласта $k_{пр}$, т. е. проницаемость пласта при фильтрации однофазной жидкости, определяется по данным гидродинамических и геофизических исследований. Не пригодность гидродинамических методов для определения проницаемости до ввода пласта в разработку очевидна.

Геофизические методы определения проницаемости основаны на том, что с их помощью определяют количество связанной воды или пористость пласта. Путем исследования каменного материала получены связи между проницаемостью и содержанием связанной воды, а также между проницаемостью и пористостью. Связь между проницаемостью и связанной водой может быть использована только для пластов, отдающих при эксплуатации безводную нефть. Для заводненных пластов рекомендуется использовать связь между проницаемостью и пористостью. Такая связь для девонских песчаников Ромашкинского месторождения имеет вид

$$\lg k_{пр} = 11,8k_n + 0,344. \quad (2.42)$$

Следовательно, для каждого прослоя определяют пористость по данным геофизических методов, а затем, используя соотношение (2.42), вычисляют проницаемость $k_{пр}$. Соотношение вида (2.42) для каждого месторождения устанавливается экспериментально на образцах керна.

Величины $f_n(k_n)$ и $f_b(k_n)$, соответствующие значению k_n , находят по кривым относительных фазовых проницаемостей. Наиболее известны кривые фазовых проницаемостей Эфроса, Левретта и Березина. Анализ показал, что кривые фазовых проницаемостей Эфроса и Березина непригодны для прогнозирования доли нефти в продукции скважины, поскольку первые сильно завышают, а вторые занижают результаты расчета по сравнению с опробованием (рис. 10). Большую точность расчетов по формулам (2.37), (2.40) с точки зрения сходимости результатов расчетов и опробования обеспечивают кривые фазовых проницаемостей Левретта (см. рис. 10). Однако кривые Левретта нуждаются в корректировке. Первая корректировка была выполнена на основании исследований по определению остаточной нефтенасыщенности методом ИНК.

Для определения остаточной нефтенасыщенности выбирают заводненные пласты, которые при эксплуатации дают воду с содержанием нефти не более 1—2%, т. е. относительная фазовая проницаемость нефти для этих пластов равна нулю. Так, например, среднее значение коэффициента нефтенасыщенности исследованных заводненных пластов девонских песчаников Ромашкинского месторождения равно 0,36. Большинство кривых

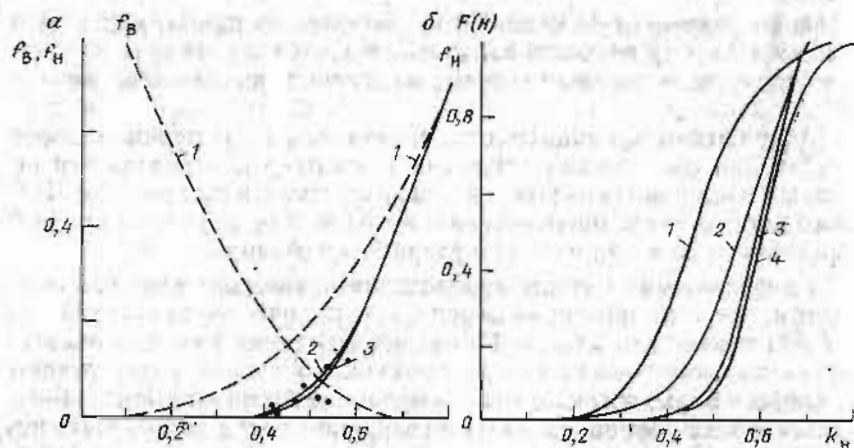


Рис. 10. Кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и зависимости $F(N) = f(k_N)$. а — кривые Лаверетта (1), скорректированные кривые Лаверетта (2 и 3); б — кривые $F(N) = f(k_N)$, вычисленные с использованием кривых Эфроса (1), Лаверетта (2) скорректированных кривых Лаверетта (3), Березина (4)

фазовых проницаемостей, за исключением кривых фазовых проницаемостей Эфроса, при $k_N = 0,7$ проходят через значение $f_N(k_N) = 0,5$. С учетом этих данных и формы существующих кривых по двум точкам с координатами $[k_N = 0,36, f_N(k_N) = 0]$, $[k_N = 0,7, f_N(k_N) = 0,5]$ была проведена кривая фазовой проницаемости для нефти (см. рис. 10, а, кривая 2).

В последнее время с привлечением дополнительных результатов опробования заводненных пластов была выполнена вторая корректировка кривой относительной фазовой проницаемости для нефти (см. рис. 10, а, кривая 3). С этой целью для однородных по нефтенасыщенности пластов с известными по данным опробования параметрами C_B и $F(N)$ с использованием алгоритмов (2.26) и (2.37) были вычислены значения k_N и $f_N(k_N)$. На рис. 10 показаны экспериментальные точки, соответствующие пластам с параметрами k_N и $f_N(k_N)$, вскрытым девятью скважинами Ромашкинского месторождения. По экспериментальным точкам методом регрессивного анализа была проведена кривая третьего порядка. В дальнейшем при расчете в условиях нефтяных месторождений Татарской Республики рекомендуется использовать именно эту кривую для определения относительной фазовой проницаемости для нефти. В других нефтяных районах необходимо провести соответствующие исследования по подбору кривых фазовых проницаемостей.

Используя соответствующие алгоритмы (2.37), (2.41) для расчета $F(N)$ и скорректированные кривые фазовых проницаемостей (см. рис. 10), провели анализ погрешностей расчета доли нефти в жидкости, извлекаемой из пласта.

Среднеквадратичную погрешность определения $F(N)$ по формуле (2.37) запишем в виде

$$\sigma_{F(N)} = \frac{\mu_N}{\mu_B} F^2(N) \frac{f'_N(k_N) f_N(k_N) - f'_B(k_N) - f_N(k_N)}{f_N^2(k_N)} \sigma_{k_N}, \quad (2.43)$$

($0,36 \leq k_N \leq 0,7$).

Если $k_N = 0,36$, то

$$\sigma_{F(N)} = \frac{\mu_N}{\mu_B} \frac{f'_N(k_N) \sigma_{k_N}}{f_N(k_N)}. \quad (2.44)$$

Если $k_N = 0,7$,

$$\sigma_{F(N)} = \frac{\mu_N}{\mu_B} \frac{f'_B(k_N) \sigma_{k_N}}{f_N(k_N)}. \quad (2.45)$$

В формулах (2.43) — (2.45) $f'_N(k_N)$ и $f'_B(k_N)$ — производные от относительных фазовых проницаемостей по k_N .

Если пласт разбит на i прослоев с различным нефтеводосодержанием, средняя начальная доля нефти в продукции скважины рассчитывается по (2.41), которую можно представить в виде

$$F(N)_{cp} = A / (A + C), \quad (2.46)$$

где

$$A = \frac{1}{\mu_N} \sum_{i=1}^n h_i 10^{(ak_{Ni} + b)}, \quad (2.47)$$

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{h_i 10^{(ak_{Ni} + b)} f_B(k_{Ni})}{\mu_B}, \quad (2.48)$$

где $10^{(ak_{Ni} + b)}$ — абсолютная проницаемость i -го прослоя, определяемая по (2.42); k_N — открытая пористость i -го прослоя; h_i — толщина i -го прослоя.

Величина среднеквадратичного отклонения $\sigma_{F(N)_{cp}}$ определяется по формулам:

$$\sigma_{F(N)_{cp}}^2 = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial F(N)_{cp}}{\partial k_{Ni}} \right)^2 \sigma_{k_{Ni}}^2 + \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial F(N)_{cp}}{\partial k_{Ni}^2} \right)^2 \sigma_{k_{Ni}^2}^2, \quad (2.49)$$

$$\frac{\partial F(N)_{cp}}{\partial k_{Ni}} = \frac{h_i 10^{(ak_{Ni} + b)} \left(\frac{f'_N(k_{Ni})}{\mu_N} C - A \frac{f'_B(k_{Ni})}{\mu_B} \right)}{(A + C)^2}; \quad (2.50)$$

$$\frac{\partial F(N)_{cp}}{\partial k_{Ni}^2} = \frac{2,3 a_i h_i 10^{(ak_{Ni} + b)} \left[\frac{f_N(k_{Ni})}{\mu_N} C - A \frac{f_B(k_{Ni})}{\mu_B} \right]}{(A + C)^2}. \quad (2.51)$$

На рис. 4 в графической форме представлены результаты расчетов величин $\sigma_{F(N)}$ по формуле (2.43) для диапазона изменения k_N от 0,36 до 0,7 при определении k_N с относительной погрешностью $\delta_{k_N} = 1\%$. Отношение μ_N/μ_B принималось равным 2; 3; 5.

Из (2.43) видно, что для поиска $\sigma_{F(n)}$ при других значениях δ_{k_n} необходимо рассчитанные значения $\sigma_{F(n)}$ (см. рис. 4) умножить на δ_{k_n} . Анализ результатов расчета показывает, что величина $\sigma_{F(n)}$ с увеличением k_n сначала возрастает, проходит через максимум, а затем снижается; при $k_n \leq 0,36$ и $k_n \geq 0,7$ величина $\sigma_{F(n)} = 0$. Относительная погрешность определения доли нефти $\delta_{F(n)}$ увеличивается с уменьшением k_n . Проведенные расчеты позволяют оценить величины $\sigma_{F(n)}$ и $\delta_{F(n)}$ и сделать некоторые практические выводы. Например: при $k_n = 0,45$, $\sigma_{k_n} = 0,0045$, $\mu_n/\mu_b = 3$ величины $F(n) = 0,047$; $\sigma_{F(n)} = 0,005$; $\delta_{F(n)} = 10,6\%$; если при определении k_n допускается относительная погрешность 10% , то при тех же значениях k_n и $F(n)$ величина $\delta_{F(n)} = 106\%$. Пусть теперь $k_n = 0,6$, $\mu_n/\mu_b = 3$, $F(n) = 0,63$, тогда при определении k_n с точностью 1 и 10% относительные погрешности измерения $F(n)$ составляют соответственно $5,4$ и 54% . Для определения $F(n)$ с относительной погрешностью около 30% в диапазоне изменения k_n от $0,36$ до $0,7$ необходимо измерить параметр k_n с относительной ошибкой $3-6\%$. Такое условие предъявляет высокие требования к определению всех трех параметров ρ_b , ρ_n и k_n , входящих в уравнение (2.26) для расчета k_n .

Расчет погрешностей в средних значениях $F(n)_{ср}$ по формулам (2.46) — (2.51) при одновременной работе даже ограниченного числа прослоев с различным k_{ni} и k_{pi} необходимо вести для многих вариантов. Анализ результатов расчета ошибок $F(n)_{ср}$ возможен только в многомерном пространстве. Поэтому такой анализ в данной работе не приводится. Расчет ошибок $F(n)_{ср}$ для произвольного числа прослоев с заданными значениями k_{ni} и k_{pi} заложен в программе автоматической обработки результатов исследований МОН и ПНДН на микропроцессоре «Электроника ДЗ-28».

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАЧАЛЬНОЙ ДОЛИ НЕФТИ В ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

При разработке нефтяных месторождений с неоднородными по петрофизическим свойствам пластами наблюдается неравномерное заводнение пластов. В этих условиях выделение пластов и прослоев с достаточно высоким содержанием подвижной нефти и включение этих объектов в разработку имеет важное народнохозяйственное значение. Об этом свидетельствуют примеры расчета параметров выработки разрабатываемых пластов по отдельным скважинам и обобщенные результаты опробования этой методики для разных месторождений. Результаты исследований по некоторым скважинам приводятся ниже. По этим результатам виден неравномерный характер заводнения разрабатываемых пластов.

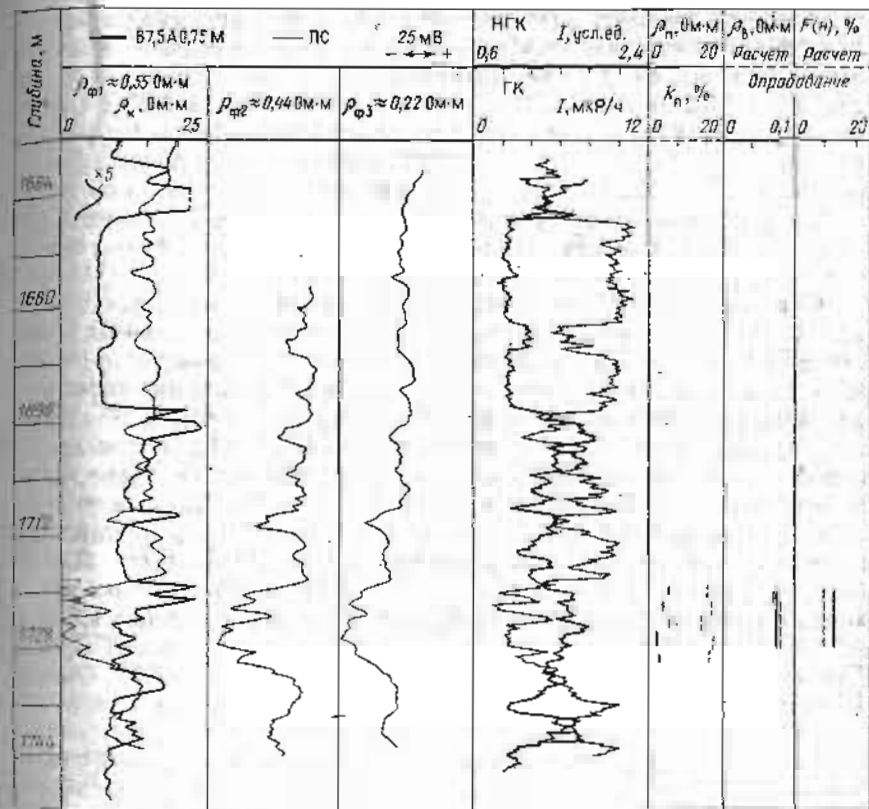


Рис. 11. Определение параметров выработки продуктивного пласта

Скважина 20145 (рис. 11) пробурена на опытном участке Миннибаевской площади, где планируются опытно-промышленные работы по повышению нефтеотдачи пластов путем подземного сжигания. С целью определения солености вод в разрабатываемых пластах измерение потенциалов ПС пород проведено после закачки в скважину глинистых растворов с удельными сопротивлениями фильтра $\rho_{ф1} = 0,55 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{ф2} = 0,44 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_{ф3} = 0,28 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Значение ρ_b для пласта в интервале глубин $1696,6-1699,2$ м составляет $0,104 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. В нижнем пласте были выделены пять прослоев в интервалах глубин $1719,6-1721,1721,6-1725,4$, $1726-1728,4$ и $1729-1730,4$ м. Удельное сопротивление пластовой воды для этих слоев соответственно $0,09$, $0,98$, $0,11$, $0,102$, $0,10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Следовательно, указанные пласты заводнены опресненной водой. Нижний пласт был опробован путем перфорации интервала $1719,6-1723,2$ м. При испытании получена водонефтяная смесь. Удельное сопротивление пластовой воды $0,095 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Таким образом, значения ρ_b , полученные путем расчета и опробования, хорошо согласуются друг с другом.

Хорошее согласие результатов получено и по содержанию нефти $F(n)$ в жидкости, извлекаемой из заводненного пласта. Расчетные значения $F(n)$ для интервалов глубин 1719,6—1721 и 1721,6—1723,2 м составляют соответственно 0,14 и 0,055. Среднее значение $F(n)_{ср}$ для этих двух интервалов, рассчитанное по алгоритму (2.41), составляет 0,095. При испытании интервала глубин 1719,6—1723,2 м получена жидкость с содержанием нефти 0,1. Лежащие ниже прослой пласта полностью промыты и из них по данным расчета ожидалось получение воды. Ввиду этого они не вводились в разработку.

Скважина 20319 Миннибаевской площади вскрыла несколько заводненных пластов (см. рис. 9). С целью определения солености пластовых вод исследования методом ПС проведены после закачки в скважину глинистых растворов с удельными сопротивлениями фильтратов $\rho_{ф1}=0,62$ Ом·м и $\rho_{ф2}=0,44$ Ом·м. По данным исследования пласт в интервале 1788—1801,2 м заводнен водой с удельным сопротивлением $\rho_{в}=0,092$ Ом·м. Наиболее промыты средняя и кровельная части пласта. По данным расчета из подошвенной части в интервале 1798—1800,2 м ожидалось получение жидкости с содержанием нефти $F(n)=0,44$. Пласт был перфорирован в интервале 1798—1800 м. При отборе жидкости глубинным штанговым насосом скважина в первые 1,5 мес эксплуатации давала водонефтяную смесь с содержанием нефти $F(n)=0,45$. По данным химического анализа $\rho_{в}=0,065$ Ом·м. Верхние заводненные прослой и пласты с различными расчетными значениями $F(n)$ в разработку не вводились.

В скв. 2640 Ново-Елховской площади заводненной оказалась средняя часть пласта (см. рис. 7). Для определения солености пластовой воды измерения методом ПС проведены после последовательной закачки трех глинистых растворов с удельными сопротивлениями фильтратов 1,25, 0,35, 0,24 Ом·м. При подготовке заключения за нулевую липию отсчета кривой ПС принят уровень кривой ПС подстилающих глин, расположенных ниже глубины 1770,4 м. При такой обработке результатов измерений удельное сопротивление пластовой воды в заводненном пласте оказалось значительно ниже 0,03 Ом·м.

Для расчета $F(n)$ удельное сопротивление воды условно приняли равным 0,03 Ом·м. При такой солености пластовой воды доля нефти из интервала 1764,4—1766,8 м составляет $F(n)=1$ (прослой нефтенасыщен), из интервала 1766,8—1768,8 м — $F(n)=0,36$. При опробовании компрессором с перфорацией интервала 1764,4—1768,8 м получена вода с содержанием нефти $F(n)=0,02$. Удельное сопротивление воды $\rho_{в}=0,057$ Ом·м. По данным микрзондов и радиоактивного каротажа видно, что интервалы 1768,8—1770,4 и 1764,4—1766 м представлены непроницаемыми глинистыми алевролитами. Заводнение таких прослоев маловероятно. Таким образом, здесь имеет место заводнение пласта по средней, наиболее проницаемой, части. Как уже сказано выше (см. разд. 2.1); определение солености вод в заводнен-

ном прослое выполнено некорректно. Это привело к ошибочному определению коэффициента нефтенасыщенности и начальной доли нефти в продукции скважин. Аналогичная картина наблюдается и по скв. 18891 Абдрахмановской площади (см. рис. 7). Здесь по результатам расчета ожидалось получение безводной нефти из пласта, расположенного на глубине 1770—1774,8 м. При опробовании его с вскрытием в интервале глубин 1773—1774,8 м получена опресненная вода с пленками нефти.

На примере этих двух скважин, а также тех скважин Ромашкинского месторождения, в которых соленость пластовых вод определялась с использованием эффекта смещения нулевой линии кривой ПС, хорошо видно, что точность измерения солености пластовых вод однозначно влияет на точность определения параметров k_n и $F(n)$.

В 1982 г. опробование МОТН и ПНДП было проведено в двух скважинах Шкаповского месторождения БашАССР и в скважинах Самотлорского месторождения Западной Сибири.

На Шкаповском месторождении объектами разработки являются пласты D_{IV} и D_I девонской системы. В скв. 988 исследования по МОТН и ПНДН проведены в пределах обоих объектов разработки (рис. 12). Пласт D_{IV} в интервале глубин 2128,4—2131,2 м имеет следующие параметры: $C_{в}=140$ г/л; $\rho_{в}=0,046$ Ом·м; $k_n=0,13$; $k_{н}=0,36$; $F(n)=0$. Пласт был перфорирован по всей толщине. При освоении скважины компрессором получена вода с плотностью 1,12—1,145 г/см³ ($\rho_{в}=0,036$ Ом·м). Затем пласт D_{IV} был изолирован путем цементной заливки ствола скважины ниже глубины 2081 м. Пласт D_I охарактеризован по МОТН и ПНДН в интервале глубин 2064,4—2069,6 м как нефтенасыщенный, в интервале 2069,6—2074,4 м как обводненный. Расчетное значение $F(n)$ при совместной работе нефтенасыщенного и обводненного прослоев 0,42. Пласт D_I перфорирован в интервале 2064,5—2068 м. При эксплуатации скважины глубинным насосом пласт отдаст жидкость с содержанием нефти $F(n)=0,34$. Таким образом, по обоим объектам получена хорошая сходимость параметров $C_{в}$ и $F(n)$ по данным промысловой геофизики и опробования.

Продуктивные пласты горизонта $BВ_{8-10}$ Самотлорского месторождения, которые были исследованы по МОТН и ПНДН, представлены полимиктовыми песчаниками. Соленость пластовых вод горизонта $BВ_{8-10}$ составляет 22—25 г/л. В процессе разработки пластовые воды опресняются приблизительно до 1 г/л. Геолого-технические условия разработки Самотлорского месторождения благоприятны для применения МОТН и ПНДН. Наиболее интересные результаты получены по скв. 10139 (рис. 13). В этой скважине в эксплуатацию введен пласт в интервале 2197,2—2203,2 м путем перфорации интервала 2198—2203 м. По данным МОТН и ПНДН параметры этого пласта следующие: $C_{в}=28$ г/л, $\rho_{в}=0,12$ Ом·м, $k_n=0,2$, $k_{н}=0,55 \div 0,48$; $F(n)=1$. При расчете были использованы уравнения вида (2.26) для пласта

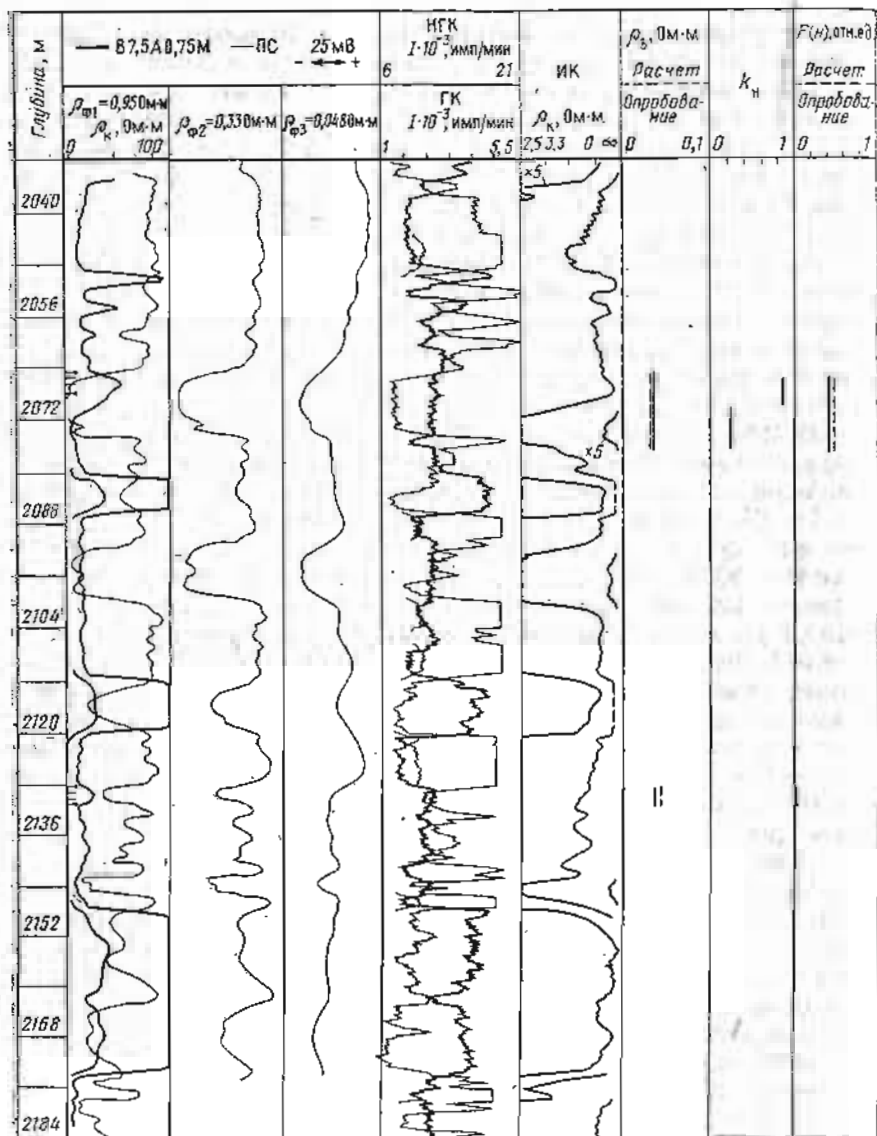


Рис. 12. Определение параметров выработки нефтяных пластов

БВ₈₋₁₀ Самотлорского месторождения и кривые фазовых проницаемостей для нефти и воды, полученные для продуктивных пластов Тюменской области. При эксплуатации скважины глубинным насосом пласт 2197,2—2203,2 м отдает безводную нефть. Таким образом, по разрабатываемому пласту наблюдается полсе согласно данных промысловой геофизики и опробования. Интересные результаты получены по пласту 2174,8—2192,4 м. Про-

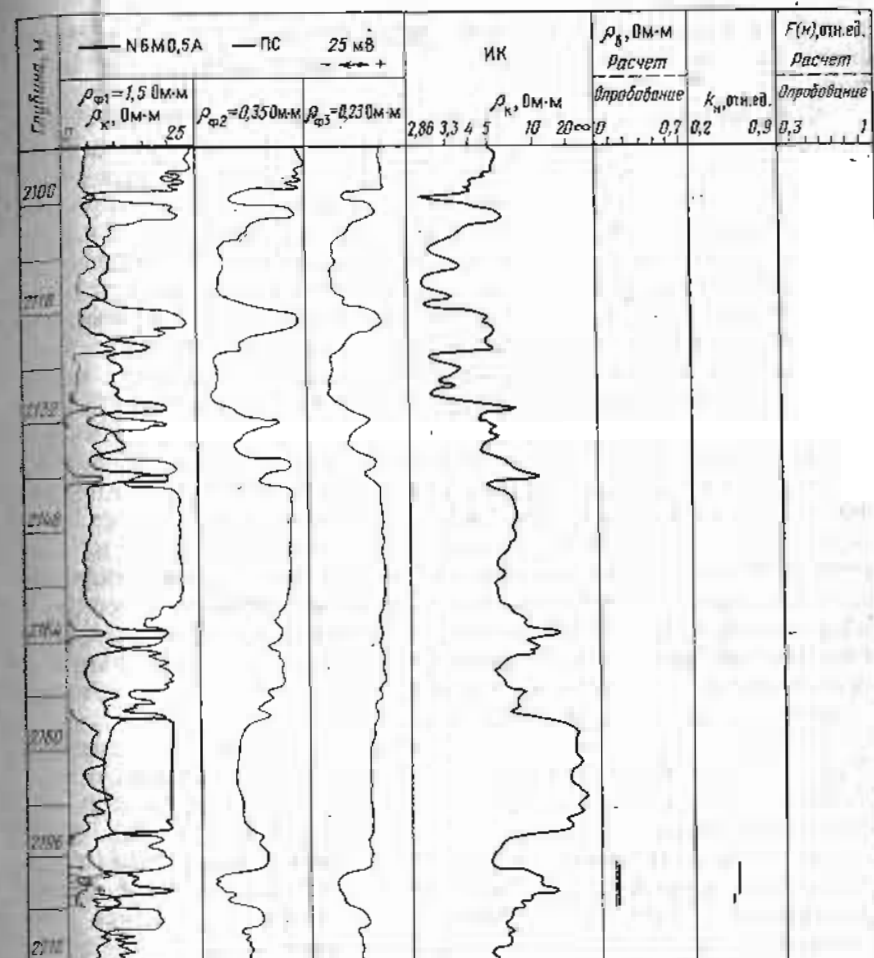


Рис. 13. Определение параметров выработки нефтяных пластов

тив этого пласта амплитуда кривой ПС на первых двух глинистых растворах ($C_{ф1} = 1,8$ г/л, $C_{ф2} = 8,5$ г/л) имеет отрицательный знак, а на третьем соляном растворе ($C_{ф3} = 13,5$ г/л) — положительный. Это свидетельствует о глубоком опреснении пластовых вод ввиду заводнения пласта закачиваемыми водами. Соленость воды в этом пласте по данным ПС 12 г/л. Опробование пласта не проведено.

В качестве меры для оценки достоверности количественных определений параметра $F(n)$ по всем исследованным скважинам были приняты коэффициент корреляции r между расчетными $F(n)$ и полученными путем опробования значениями, а также средние значения $F(n)$ и среднеквадратичные отклонения значе-

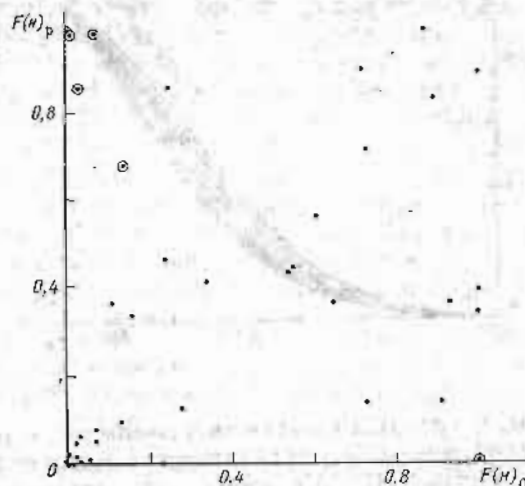
ний $F(n)$ по данным расчета и опробования. Требуется пояснения методика получения параметра $F(n)$ путем расчета и опробования.

В однородном по нефтенасыщенности пласте существует одно единственное расчетное значение $F(n)$. В неоднородных по насыщенности и проницаемости пластах в качестве расчетных значений принималось среднее значение $F(n)_{\text{ср}}$ для всех прослоев в предположении, что даже при частичной перфорации в разработку включаются все прослои. При разделении неоднородных пластов на прослои с различной насыщенностью в отдельных случаях выделялись прослои толщиной 0,4—1,2 м, которые по отдельным методам характеризуются как неколекторы. Анализ показывает, что при опробовании, если даже прослои таких неколекторов не вскрыты перфорацией, они не могут быть гидродинамическим экраном между прослоями различной насыщенности. Гидродинамическими экранами могут служить только пласты чистых глин толщиной 2 м и более. В качестве численных значений $F(n)_o$ по данным опробования принимались значения $F(n)_o$, полученные в первые 1—3 мес разработки пласта глубинными насосами. Величину $F(n)_o$, измеренную в поверхностных условиях как отношение массовых содержаний нефти к массе жидкости, нужно привести к пластовым условиям. При анализе необходимо сравнивать расчетное значение $F(n)_p$ с приведенным к пластовым условиям значением $F(n)_o$. Анализ полученных результатов (рис. 14) показывает следующее.

По 43 объектам коэффициент корреляции между значениями $F(n)_p$ и $F(n)_o$ составляет 0,88. Средние значения параметров $F(n)_p$ и $F(n)_o$ равны соответственно 0,46 и 0,52, а среднеквадратичное отклонение между $F(n)_p$ и $F(n)_o$ равно $\pm 0,26$. Таким образом средняя относительная ошибка прогноза доли нефти в продукции скважины составляет $\pm 50\%$. В дальнейшем с целью повышения точности прогноза $F(n)$ необходимо повысить точность измерения основных параметров пластов: C_v , ρ_n , k_n .

Один из путей повышения геологической эффективности МОН и ПНДН — надежный прогноз заводнения пласта опресненными водами по средней его части. Такая геометрия заводнения выявляется по следующим признакам. Методика определения солености пластовых вод по одному или обоим вмещающим пластам глин показывает опреснение пластовых вод. Удельное электрическое сопротивление пласта выше критических сопротивлений, характерных для нефтеносных пластов. При расчете параметра k_n по формуле Арчи—Дахнова с использованием полученной солености пластовых вод значение $k_n \geq 0,7$, т. е. пласт отмечается как нефтеносный. Таким образом возникает противоречие между результатами, полученными методами сопротивлений и ПС. Это противоречие объясняется следующим образом. С одним или обоими вмещающими пластами глин контактируют прослои, заводненные опресненной водой. По толщине пласта по направлению к средней части соленость воды резко

Рис. 14. Корреляционная связь между параметрами $F(n)_p$ по данным расчета и $F(n)_o$ по данным опробования



уменьшается, что приводит к завышению удельных электрических сопротивлений пласта. Разрешить существующее противоречие между методами ПС и сопротивлений можно привлечением данных опробования. Объекты с такими противоречивыми характеристиками были опробованы в нескольких скважинах. При опробовании пластов получены вода или водонефтяная смесь с различным содержанием нефти и воды. При этом соленость воды по данным опробования всегда ниже расчетных значений ее.

Таким образом, противоречие между методами сопротивлений и ПС разрешается в пользу метода ПС, который, указывая на опреснение пластовых вод, дает объективную информацию о насыщенности пласта. Предположение о наличии в средней части пласта прослоев с более опресненной водой также подтверждается. Получение из таких пластов жидкости с различным содержанием нефти требует продолжения поиска новых путей для более точного определения солености пластовых вод при заводнении средней части пласта опресненными водами. Один из таких путей — регистрация ПС после заполнения скважин неполярной диэлектрической жидкостью.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ ПО ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Прогноз доли нефти в продукции скважины $F(n)$ производится с использованием функции Бакли—Левретта (2.37). На рис. 14 приведены результаты, показывающие хорошую сходимость значений $F(n)$ по данным расчета и опробования. Если это так, то можно поставить обратную задачу: определить текущий k_n по данным продукции, добываемой скважиной. Под дан-

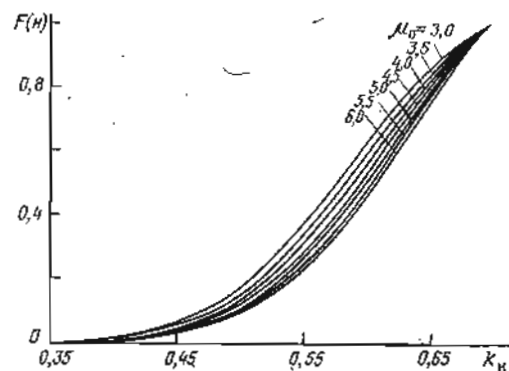


Рис. 15. Палетки для определения текущей нефтенасыщенности пластов по добываемой продукции

ными продукции скважины понимается доля нефти в ней $F(n)$ и отношение μ_n/μ_v , приведенное к пластовым условиям.

На рис. 15 в графической форме приведены зависимости $F(n) = f(k_n)$ для различных значений $\mu_0 = \mu_n/\mu_v$ с использованием скорректированных кривых относительных фазовых проницаемостей Леверетта, построенные по (2.37).

Для оценки возможности этой методики было проведено сравнение значений k_n заводненных пластов, определенных по данным геофизических методов (электротометрии, ИНК) и по добываемой продукции скважин (табл. 5). Определение k_n заводненных пластов для Ромашкинского месторождения проводилось по данным электрокаротажа с использованием алгоритма (2.26), а для Мухановского месторождения — импульсным ме-

тодом с закачкой водных растворов различной солености. Необходимые параметры пласта для вычисления k_n по данным электрокаротажа определялись следующим образом: соленость пластовых вод — по данным химического анализа, удельное электрическое сопротивление пласта — по индукционному каротажу, пористость — по данным керна (для скважин Азнакаевской площади) или радиоактивного каротажа (для остальных скважин).

Из табл. 5 видно, что по большинству скважин коэффициенты нефтенасыщенности заводненных пластов по данным промысловой геофизики и ме-

тодики с использованием функции Бакли—Леверетта имеют близкие значения. Метод определения k_n по продукции скважин — весьма оперативный. Этот метод можно использовать для приближенных оценок текущей нефтенасыщенности пластов и текущих запасов нефти для месторождений преимущественно с одним объектом эксплуатации. При одновременной эксплуатации нескольких пластов для каждого пласта необходимо измерить соотношение нефти и воды, соленость воды и вязкость нефти. В настоящее время в скважинах с несколькими эксплуатационными объектами указанные параметры для каждого пласта измеряются весьма приблизительно и определение k_n для каждого пласта по продукции нецелесообразно.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТОВ ДРУГИМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Для определения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов при неизвестной солености пластовых вод американские геофизики [39] предлагают закачивать в пласт водный раствор солей известной концентрации (с известным удельным электрическим сопротивлением ρ_v), после закачки измерять удельные электрические сопротивления пласта ρ_n , а затем рассчитывать остаточную нефтенасыщенность заводненного пласта по (2.26). Объем закачиваемой воды выбирают таким, чтобы полностью вытеснить пластовую воду из цилиндрического объема прискважинной зоны пласта, радиус которого заведомо превышает глубину исследования геофизическим методом. При такой технологии исследований возможно определить только неподвижную компоненту пластовой нефти, поскольку при закачке жидкости подвижная часть нефти будет оттесняться из зоны исследования. Реализация этого предложения в открытом стволе скважины связана с громадными трудностями технологического порядка. Поэтому это предложение имеет лишь теоретический интерес как поиск возможных вариантов решения важной проблемы. Эта методика была опробована на нефтяных месторождениях Татарской ССР в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами. Результаты этих работ приведены в разд. 3.3.

В последние годы в США был предложен способ определения остаточной нефтенасыщенности пластов методом ЯМК с закачкой в скважину растворов парамагнитных ионов [39]. Эта методика была опробована в нескольких скважинах на нефтяных месторождениях Татарской ССР сотрудниками ПО «Татнефтегеофизика» В. Д. Чухвичевым, И. А. Малышевой. Сущность предложенного способа заключается в том, что измеряют релаксационные характеристики пласта до и после закачки растворов парамагнитных ионов.

В оценочной скв. 2037 Туймазинского месторождения были проведены сравнительные измерения остаточной нефтенасыщенности двух заводненных пластов методами ЯМК с закачкой рас-

Таблица 5

Площадь, скважины	k_n	
	Геофизика	По $F(n)$
Азнакаевская 4379-а	0,52	0,54
9796	0,57	0,49
9793	0,48	0,50
9792	0,50	0,47
Абдрахмановская 14072	0,57	0,59
14073	0,58	0,57
Миянибаевская 20145	0,50	0,49
20319	0,64	0,58
Мухановская 134	0,39	0,39

Таблица 6

Метод	Значения $k_{\text{пл}}$ для пластов в интервалах	
	1809,8 – 1816,2 м	1831,8 – 1834 м
ЯМК с закачкой растворов парамагнитных ионов	0,23	0,27
ИНК с закачкой водных растворов различной солености	0,29	0,36
Анализ керна	0,26	0,29

творов парамагнитных ионов и ИНК с закачкой водных растворов различной солености (табл. 6).

В докладе Министерства энергетики США проведены результаты сравнительных измерений нефтенасыщенности заводненного пласта различными методами (табл. 7).

Из приведенных данных видно, что результаты измерения нефтенасыщенности заводненных пластов методом ЯМК с закачкой парамагнитных ионов находятся в некотором противоречии с результатами других геофизических методов. Такие результаты авторы объясняют низкой точностью измерения релаксационных характеристик пластов и несовершенством технологии закачки растворов парамагнитных ионов. В настоящее время ведутся работы по повышению точности определения остаточной нефтенасыщенности по этой технологии.

Объективный анализ показывает, что в открытом стволе бурящихся скважин в условиях неизвестной солености пластовых вод методу определения текущей нефтенасыщенности пластов с закачкой промысловых жидкостей различной солености с последующим измерением ПС нет альтернативных методов. В связи с этим необходимо всемерно форсировать разработку и внедрение этого метода в масштабе отрасли.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Обсаженные металлической колонной скважины составляют основной фонд скважин на каждом нефтяном месторождении. В этих скважинах можно вести контроль за изменением нефтеводонасыщенности пластов в течение всего периода разработки

Таблица 7

Метод	$k_{\text{пл}}$
Электрокаротаж	0,254
ЯМК с закачкой растворов парамагнитных ионов	0,478
ВДК	0,319
Углеродно-кислородный каротаж	0,342
Импульсный нейтронный каротаж с закачкой водных растворов различной солености	0,312

нефтяных месторождений. Для контроля за изменением нефтеводонасыщенности пластов в обсаженных скважинах широко применяются различные модификации радиоактивного, акустического и термического каротажа, гидродинамические методы для измерения расхода и состава жидкости в стволе скважин, различные виды каротажа до и после закачки в пласт индикаторных жидкостей. В последние годы для крепления скважин в онытном порядке начали применять стеклопластиковые трубы. В таких скважинах наряду с указанным комплексом ГИС успешно применяются методы электрокаротажа.

В обсаженных скважинах за сравнительно короткое время против проницаемых пластов расформируется зона проникновения. Это обстоятельство создает благоприятные условия для применения методов промышленной геофизики для контроля за изменением нефтеводонасыщенности пластов.

Для определения параметров выработки продуктивных пластов в обсаженных скважинах широко применяются стационарные и импульсные нейтронные методы (НГК, НК, ИНК), радиогеохимический метод, термометрия, методы измерения расхода и состава жидкости. Физические основы и прикладные возможности большинства этих методов детально рассмотрены в научно-технической литературе [17, 21, 22, 25]. В данном разделе приоритет предоставляется радиогеохимическому методу, методам определения нефтенасыщенности заводненных пластов с применением ИНК, ИК с закачкой в пласты индикаторных жидкостей, углеродно-кислородному каротажу и новым методам измерения расхода и состава жидкости в скважинах.

3.1. РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД

Метод основан на использовании радиогеохимического эффекта. Этот эффект был обнаружен автором [1] и заключается в том, что в процессе вытеснения нефти водой в передней части фронта вытеснения повышается концентрация и изменяется изотопный состав естественных радиоактивных элементов (от изотопов радия до стабильных изотопов свинца). Исследованиями установлено, что концентрация изотопов радия в радиоактивной оторочке пластовых вод повышается до $1,81 \cdot 10^6$ Бк/м³, что приблизительно в 100 раз превышает концентрацию изотопов радия в пластовых водах за контуром нефтеносности. Этот процесс обуславливается перераспределением изотопов радия между фазами пласта: изотопы радия из нефти, связанной воды и с поверхности минерального скелета переносятся в поток вытесняемой воды.

Подход радиоактивной оторочки пластовых вод к забоям нефтяных скважин и необратимая адсорбция радиевых солей на цементном кольце скважины сопровождается повышением естественной радиоактивности заводненных пластов.

ПРИРОДА ПОВЫШЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ РАДИОАКТИВНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Повышение естественной радиоактивности продуктивных пластов в процессе разработки нефтяных месторождений было обнаружено сравнительно давно в Урало-Поволжье, на Апшеронском полуострове, а позже и в других нефтедобывающих районах Советского Союза. Это явление наблюдается также на нефтяных и газовых месторождениях США и других стран.

А. Н. Оболенская еще в начале 50-х гг. обнаружила повышение естественной радиоактивности в интервале продуктивных пластов при исследовании скважин методом радиоактивных изотопов. Не указывая причин возникновения гамма-аномалий, она предложила проводить исследования гамма-каротажем до закачки радиоактивных изотопов с тем, чтобы исключить влияние естественных гамма-аномалий на результаты закачки радиоактивных изотопов.

А. Р. Исмет, Р. А. Мамедова, Р. Н. Шахмалиев изучали возникновение гамма-аномалий на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова и установили приуроченность их к контурам нефтеносности. Хотя они не провели химический и радиохимический анализы вещества, вызывающего повышенную радиоактивность, но высказали верное предположение о возможности выпадения из пластовых вод сульфата бария и радия в призабойной зоне нефтяных скважин.

Повышение радиоактивности в эксплуатационных скважинах И. Л. Дворкин, Д. А. Шапиро пытались объяснить загрязнением конструктивных материалов скважин радиоактивными элементами или тонкодисперсными глинистыми частицами.

О. К. Макаров, Р. Ш. Хайретдинов в качестве одной из причин возникновения гамма-аномалий выдвинули сорбцию радиоактивных изотопов из нефти и воды сульфо-асфальтовыми компонентами нефти, которые накапливаются в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважин.

Зарубежные геофизики также отмечают случаи повышения естественной радиоактивности продуктивных пластов в эксплуатационных скважинах.

Из этого обзора существующих точек зрения можно заключить, что в них отсутствует удовлетворительное объяснение генезиса повышенной радиоактивности в нефтяных скважинах и какие-либо полезные рекомендации относительно использования этого явления в нефтепромысловой геофизике. Некоторые из указанных авторов принимали это явление только за помеху, искажающую показания нейтронных методов и снижающую их эффективность при определении нефтеводонасыщенности пластов.

В 1964 г. автором было показано, что повышение естественной радиоактивности в нефтяных скважинах связано с изменени-

ем концентрации и соотношения концентраций изотопов радия в пласте в процессе вытеснения нефти водой. На базе таких представлений было предложено использовать эффект повышения естественной радиоактивности, названный радиогеохимическим, для выявления заводненных пластов [1]. Начиная с этого времени радиогеохимический метод в комплексе с другими ядерно-геофизическими методами нашел применение для контроля за заводнением продуктивных пластов на нефтяных месторождениях Советского Союза [1, 5, 11]. Значительно позже применение радиогеохимического метода для контроля за заводнением коллекторов и исследования технического состояния скважин началось в ГДР, США, Венесуэле и других странах [32, 34, 37, 40].

Несколько позже началось изучение выпадения минеральных солей, обогащенных изотопами радия, в глубинных насосах, лифтовых трубах и наземных резервуарах. В связи с этим были разработаны методы очистки скважинного оборудования от радиоактивных солей и была проведена оценка радиационной обстановки на нефтяных месторождениях Татарской ССР. В процессе выполнения этих работ были изучены физико-химические основы радиогеохимического эффекта.

Несколько другая картина повышения естественной радиоактивности продуктивных пластов на нефтяных месторождениях Башкирской ССР описывается в работах В. Л. Комарова и В. А. Кошляка. Они отмечают, что при измерениях естественной радиоактивности продуктивных пластов в необсаженных скважинах нефтеносная часть пласта выделяется повышенной радиоактивностью по сравнению с водоносной. Гамма-активность нефтеносных пластов превышает гамма-активность водоносных пластов в 1,16—3,23 раза. Такое явление авторы объясняют повышенным содержанием урана в нефтях за счет экстракции урана нефтью из пластовых вод.

Следует отметить, что в условиях нефтяной залежи, особенно в процессе ее разработки, отсутствует равновесие между материнским элементом — ураном и продуктами его распада, например радием, ввиду их различных химических свойств. Это полагается так, что там, где накапливается уран, не может накапливаться радий. Радиоактивный распад урана сопровождается весьма слабым гамма-излучением. Наиболее сильными гамма-излучателями в семействе урана являются продукты распада радия. Поэтому, чтобы вызвать заметное повышение гамма-активности продуктивного пласта, требуется чрезвычайно сильное (на несколько порядков) обогащение нефтей ураном. Однако аномального содержания урана в нефтях бобриковского горизонта нефтяных месторождений Западной Башкирии и Татарии не обнаружено. По данным самих авторов повышение гамма-активности нефтеносных пластов исчезает после вскрытия скважины и не проявляется в процессе притока нефти из пласта. Все эти факты свидетельствуют о том, что случаи повышения естественной радиоактивности нефтеносного пласта в необсаженной

скважине вызваны не накоплением урана в нефтях, а другими причинами.

Наиболее правдоподобной точкой зрения о генезисе радиохимических аномалий в необсаженных скважинах является точка зрения С. И. Лежанкина (ПО «Башнефтегеофизика»). Согласно экспериментальным данным этого автора, повышение естественной радиоактивности в необсаженных скважинах возникает против водоносной части пластов с водонефтяным контактом. Причем это явление наблюдается только на кривых гамма-каротажа, проведенного сразу после вскрытия пласта, когда отсутствует зона проникновения. На кривых повторного гамма-каротажа, проведенного после образования зоны проникновения, независимо от того, проведены ли исследования до или после крепления скважин, аномальное гамма-излучение снижается до фонового значения. Такое явление объясняется тем, что пластовые воды, находящиеся ниже водонефтяного контакта, содержат в высоких концентрациях изотопы радия и их продукты распада. До образования зоны проникновения это явление отражается на кривых гамма-каротажа в виде аномального гамма-излучения. В процессе образования зоны проникновения пластовые воды оттесняются из прискважинной зоны и на кривых повторного гамма-каротажа регистрируется фоновое значение естественной радиоактивности горных пород. На основе таких представлений было предложено проводить гамма-каротаж в скважинах до и после образования зоны проникновения и определять местоположение ВНК.

Это предложение опробовано во многих скважинах Башкирии. Результаты определения ВНК на основе повторных исследований методом гамма-каротажа подтверждены другими геофизическими методами и опробованием пластов. Явление повышения естественной радиоактивности в необсаженных скважинах и его прикладные возможности требуют дальнейшего изучения. В настоящей работе основное внимание уделяется проблеме повышения естественной радиоактивности пласта в процессе разработки нефтяных месторождений и методическим основам применения этого эффекта для контроля за заводнением пластов.

ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ЕСТЕСТВЕННЫХ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Естественная радиоактивность осадочных пород и пластовых флюидов определяется в основном содержанием в них радиоактивных элементов, входящих в ряды (семейства) уран-радия, тория, а также присутствием калия, не входящего в эти ряды. Существование в природе этих трех рядов определяется наличием в каждом случае родоначального изотопа, период полураспада которого сравним с возрастом Земли. Родоначальниками в уран-радиевом, ториевом и актино-урановом рядах являются изотопы

^{238}U , ^{232}Th и ^{235}U , периоды полураспада которых соответственно $4,51 \cdot 10^9$; $1,39 \cdot 10^{10}$ и $7,3 \cdot 10^8$ лет. В каждом ряду с течением времени атомы претерпевают последовательные радиоактивные распады, испуская на каждой ступени либо α -, либо β -частицы (с сопровождающим гамма-излучением или без него) и превращаясь в атомы других химических элементов. В результате таких превращений образуются около 40 радиоактивных изотопов с атомными номерами 81—92 в Периодической системе элементов Д. И. Менделеева. Конечными продуктами в каждом ряду превращений являются стабильные изотопы свинца ^{206}Pb , ^{207}Pb и ^{208}Pb .

Родоначальники всех трех рядов распадаются с испусканием α -частиц. Изотопы ^{238}U и ^{232}Th — весьма слабые гамма-излучатели. Среднее число выхода гамма-квантов на каждый акт распада для них составляет около 0,2 гамма-кванта с энергией 0,11, 0,048 и 0,059 МэВ. На долю ^{238}U и продуктов его распада, расположенных в цепи превращений выше радона, приходится всего около 2 % от общего гамма-излучения ряда, а от суммарной гамма-активности осадочных пород только около 0,6 %. Изотоп ^{235}U — более сильный гамма-излучатель. Среднее число выхода гамма-квантов для ^{235}U составляет 1,33 гамма-кванта на распад с энергией от 0,074 до 0,383 МэВ. Достаточно сильными гамма-излучателями в ряду ^{235}U является также изотоп ^{231}Th . Содержание ^{235}U в природной смеси изотопов урана только 0,7 %. Ввиду этого вкладом радиоактивных изотопов этого ряда в суммарную гамма-активность горных пород можно пренебречь.

Большой интерес (с точки зрения возникновения радиогеохимического эффекта в нефтяных скважинах) представляют изотопы радия. В результате естественных радиоактивных превращений образуются четыре изотопа радия: ^{223}Ra , ^{224}Ra , ^{226}Ra и ^{228}Ra с периодами полураспада соответственно 11,2 дня, 3,62 дня, 1620 лет и 6,7 года. Из них ^{223}Ra входит в семейство ^{235}U , ^{224}Ra и ^{226}Ra — в семействе ^{232}Th и ^{226}Ra — в семейство ^{238}U . Основные гамма-излучатели в семействе ^{238}U — продукты распада ^{226}Ra — изотопы ^{214}Pb (RaC) и ^{214}Bi (RaC), в семействе ^{232}Th — изотопы ^{228}Ac , ^{212}Pb , ^{212}Bi и ^{208}Tl , которые являются продуктами распада изотопов ^{228}Ra и ^{224}Ra . Поскольку большинство изотопов, являющихся гамма-излучателями, имеют небольшие периоды полураспада, между ними и изотопами радия за довольно короткое время (от 1 до 20 сут) устанавливается радиоактивное равновесие. На установление радиоактивного равновесия в этой цепочке превращений сильно влияет способность радиоактивных продуктов распада (радона, торона, актинона) эманировать из твердого вещества, в котором находятся материнские элементы, в жидкую или газообразную среду. Если изотопы радия находятся в изоморфной смеси с сульфатом бария, что имеет место в нефтяных скважинах, то до температуры 200 °С эманации радиоактивных газов не происходит. В этом случае изотопы радия находятся в равновесии со своими продуктами распада. Изото-

шы радия и материнские элементы уран и торий резко различаются и по геохимическим свойствам.

Радий — двухвалентный щелочноземельный металл. Химические свойства радия близки к свойствам бария, вместе с которым он часто встречается в природе. При взаимодействии с кислотами оксиды и гидраты оксидов радия и бария легко образуют соответствующие соли, причем соли с анионами Cl^- , Br^- , I^- и NO_3^- легко растворимы, а соединения с анионами SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , F^- , PO_4^{2-} труднорастворимы в воде. Растворимость RaSO_4 в воде приблизительно в 1,5 раза меньше растворимости BaSO_4 . В природных условиях радий встречается преимущественно в рассеянном состоянии и вследствие чрезвычайно низкого кларкового содержания ($\sim 10^{-10}$ % по А. П. Виноградову) самостоятельных минералов не образует. Известна лишь небольшая группа минералов с повышенной радиоактивностью, обусловленной радием и продуктами его распада: радиобаритом $\text{Ba}(\text{Ra})\text{SO}_4$, радиокальцитом $\text{Ca}(\text{Ra})\text{CO}_3$ и некоторыми другими.

Уран в природных условиях встречается в четырех- и шестивалентных формах. В восстановительной обстановке, что характерно для нефтяных залежей, уран присутствует в четырехвалентной форме. Природные соединения его практически не растворимы в воде. В окислительных условиях уран встречается в шестивалентной форме. Основная строительная единица шестивалентного урана в его минералах — уранильная группа UO_2^{2+} . В зоне окисления уран переносится в виде сульфат уранила UO_2SO_4 и комплексных уранил-карбонатов, например $\text{Na}_4[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2]$. Уран в осадочных породах может присутствовать в виде первичных минералов группы уранинита и настурана, а также в форме вторичных минералов (карбонатов, сульфатов, ванадатов и других соединений уранила).

Торий по геохимическому поведению сходен с четырехвалентным ураном. В природе торий всегда четырехвалентен. Он характеризуется химической стабильностью и очень слабо растворяется в воде. В осадочных породах торий представлен такими минералами, как монацит, торит и ториапит. Торий прочно связан с минеральным скелетом породы и в водах не отмечается.

Калий широко распространен в природе и представлен тремя изотопами: ^{39}K , ^{40}K , ^{41}K . В естественной смеси изотопов доля радиоактивного изотопа ^{40}K составляет 0,012 %. Калий образует самостоятельные минералы, входит в различной форме в состав минералов и горных пород и встречается в растворенном состоянии в природных водах. В песчаниках наибольшее количество калия связано с зернами полевых шпатов и глинистой фракцией.

На основании ряда исследований установлено, что радиоактивные элементы в осадочных породах могут присутствовать в разной форме: самостоятельные минералы, изоморфная примесь в кристаллических решетках других минералов и сорбированные на поверхностях кристаллов и отдельных частиц.

РАДИОАКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ МИНЕРАЛЬНОГО СКЕЛЕТА

Проявление радиогеохимического эффекта наблюдается в основном при разработке нефтяных залежей, приуроченных к песчано-алевролитовым пластам. В связи с этим мы ограничимся рассмотрением содержания радиоактивных элементов в песчано-алевролитовых породах. Нами содержание радиоактивных элементов изучалось для терригенных пластов горизонта D_1 Ромашкинского месторождения.

Определение содержания урана, тория и калия в образцах торных пород из горизонта D_1 производили с помощью скважинной спектрометрической аппаратуры СГС-1, которая состоит из 50-канального анализатора и скважинного прибора со сменными блоками детектирования. Для уменьшения натурального фона образцы горных пород, блок детектирования гамма-излучения, состоящий из ФЭУ-13 и кристалла $\text{NaI}(\text{Tl})$ размером 40×40 мм, помещали в свинцовый контейнер с толщиной стенок 130 мм, состоящей из железа, свинца и меди. Для анализа брали измельченные образцы горных пород объемом 100 см^3 .

Определение концентрации каждого радиоактивного элемента проводили по характерным энергетическим линиям 1,46, 1,76 и 2,62 МэВ, соответствующим ^{40}K , $^{214}\text{Bi}(\text{RaC})$ из уранового ряда и $^{208}\text{Tl}(\text{ThC}'')$ из ториевого ряда. На аппаратных спектрах для отдельного определения К, U и Th выделяли энергетические интервалы: 1,26—1,56 МэВ, соответствующий ^{40}K , 1,6—2 МэВ, соответствующий $^{214}\text{Bi}(\text{RaC})$ и 2,5—2,9 МэВ, соответствующий ^{208}Tl .

В общем случае скорости счета в выбранных энергетических интервалах

$$N_i = \sum \alpha_{ij} P_j, \quad (3.1)$$

где α_{ij} — коэффициенты перехода от содержания j -го элемента к ско-

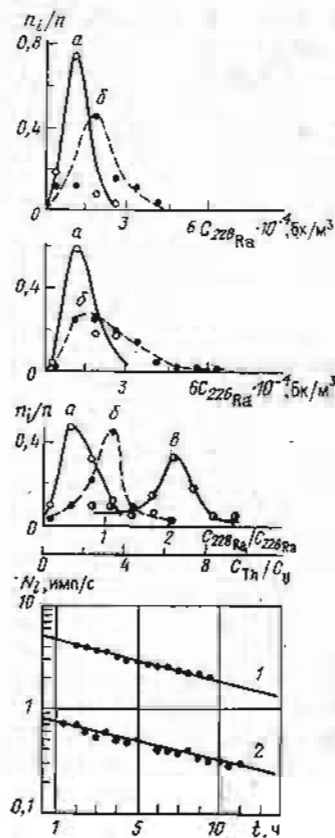


Рис. 16. Результаты исследований изотопного состава радия в различных фазах пласта.

1 — пластовые воды за контуром нефтеносности;
2 — пластовые воды из заводненных пластов;
3 — минеральный скелет пласта; кривые распада
4 — выделенные: 1 — из эталонного раствора,
2 — из проб пластовой воды

ростям счета в имп/мин в i -м энергетическом интервале; P_j — содержание j -го элемента.

Для выбранных энергетических интервалов система уравнений (3.1) принимает вид

$$\begin{aligned} N_1 &= \alpha_{1K} P_K + \alpha_{1U} P_U + \alpha_{1Th} P_{Th}, \\ N_2 &= \alpha_{2U} P_U + \alpha_{2Th} P_{Th}, \\ N_3 &= \alpha_{3Th} P_{Th}, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где α_{1K} , α_{1U} , α_{1Th} — вклады излучения единицы массы калия, урана и тория в первом (калиевом) энергетическом интервале; α_{2U} , α_{2Th} — вклады излучения единицы массы урана и тория во втором (урановом) энергетическом интервале; α_{3Th} — излучение единицы массы тория в третьем (ториевом) энергетическом интервале.

Для определения коэффициентов α_{ij} применяли хлористый калий с содержанием калия 52,4 %, порошковые эталоны из туфо-песчаника с содержанием равновесного урана 0,029 % и из монацитового песчаника с содержанием тория $1,18 \cdot 10^{-2}$ кг/кг. Геометрический фактор при измерении образцов и эталонов был один и тот же. Время измерения образцов и фона было одинаковым — 3 ч.

Содержание естественных радиоактивных элементов по 28 образцам песчано-алевролитовых пород горизонта D_7 изменяется следующим образом: урана от $0,3 \cdot 10^{-6}$ до $4,76 \cdot 10^{-6}$ кг/кг и в среднем составляет $1,6 \cdot 10^{-6}$ кг/кг породы; тория от $1 \cdot 10^{-6}$ до $24 \cdot 10^{-6}$ кг/кг, в среднем $1 \cdot 10^{-5}$ кг/кг породы; калия от $1,7 \cdot 10^{-3}$ до $14,4 \cdot 10^{-3}$ кг/кг, в среднем $7,8 \cdot 10^{-3}$ кг/кг породы. Торий-урановое отношение изменяется от 2,2 до 14,5 и в среднем составляет 9,7. Кривая распределения торий-уранового отношения приведена на рис. 16.

РАДИОАКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ПЛАСТОВЫХ ВОД И НЕФТЕЙ

Исследованиями, выполненными в Радиовом институте АН СССР в 20—30 гг., было установлено, что пластовые воды нефтяных месторождений содержат ^{226}Ra в повышенных концентрациях, достигающих 10^5 — 10^3 Бк/м³. Кроме ^{226}Ra в пластовых водах обнаружены и другие изотопы радия: ^{223}Ra , ^{224}Ra и ^{225}Ra .

Исследования, проведенные несколько позже [12], показали, что повышенным содержанием радия могут обладать и глубокие пластовые воды, не связанные с нефтяными месторождениями. Накопление радия в этих водах идет за счет выщелачивания (десорбции) его из пород с кларковым содержанием радиоактивных элементов.

Многочисленными исследованиями, выполненными в связи с разработкой радиометрических методов поисков нефти и газа и контролем за перемещением водонефтяного контакта, установ-

лено, что содержание радия в пластовых водах заметно повышается с приближением к контурам нефтеносности. В последнее время для месторождений Ставропольского края получены связи между концентрацией радия и расстоянием от наблюдательной скважины до контуров нефтеносности. Одни авторы такое явление объясняют селективным выносом радия из нефтяной залежи в контактирующие воды, другие — отрицают влияние нефтяной залежи и мигрирующих углеводородов на распределение радиоактивных элементов в пластовых водах. Наблюдаемое повышение содержания радия в водах с приближением к контурам нефтеносности, по мнению этих авторов, следствие более высокого метаморфизма подошвенных вод в зоне контакта с нефтью.

В связи с изучением физико-химических основ радиогеохимического эффекта было изучено содержание радия в пластовых водах Ромашкинского месторождения. В пробах пластовых вод производилось определение содержания двух изотопов радия: ^{226}Ra и ^{228}Ra . Эти два изотопа — наиболее долгоживущие, а продукты из распада вносят основной вклад в поле гамма-излучения в нефтяных скважинах. Содержание ^{226}Ra определялось эманационным способом по ^{222}Rn , который позволяет с высокой точностью выявлять этот изотоп радия в присутствии других естественных изотопов. Для этой цели применяли сцинтилляционный эманометр. Определение ^{228}Ra производили путем измерения активности ^{228}Ac после радиохимического выделения его из раствора ^{228}Ra . После приготовления раствора ^{228}Ra его выдерживали двое суток, чтобы ^{228}Ac пришел в равновесие со своим материнским элементом. Для выделения ^{228}Ac из раствора в качестве носителя использовали соли лантана. При осаждении с гидроокисью лантана осаждается 85 % актиния. После высаживания ^{228}Ac с гидроокисью лантана на фильтр измеряли спад активности ^{228}Ac в течение 6—7 ч торцевыми счетчиками МСТ-17 на установке ПП-8. Идентификацию ^{228}Ac производили по периоду полураспада. На рис. 16 приведены кривые спада ^{228}Ac , выделенного из эталонного раствора и из проб пластовых вод. Эталонный раствор был приготовлен из ториевого порошкового эталона (монацитовый песчаник) с содержанием тория $1,18 \cdot 10^{-2}$ г/г порошка. Начальные интенсивности, экстраполированные к моменту осаждения из раствора, и периоды полураспада ^{228}Ac вычисляли по методу наименьших квадратов. При такой методике определений период полураспада ^{228}Ac , выделенного из эталонного раствора, равен 6,3 ч, из проб пластовых вод — 6,4 ч. Эти значения с относительной точностью 3—4 % совпадают со справочным значением периода полураспада ^{228}Ac (6,13 ч). Описанная методика с достаточной точностью позволяет определять концентрацию ^{228}Ra в пластовых водах в присутствии других изотопов радия. Относительная погрешность определения изотопов радия при активности в пробе более 3,7 Бк не превышает 10—15 %.

Таблица 8

Параметры измерений	Пластовые воды из заводненных пластов		Законтурные пластовые воды	
	^{226}Ra	^{228}Ra	^{226}Ra	^{228}Ra
Число определений	40	26	27	27
Предельные значения концентраций радия в водах, Бк/м ³	$6,1 \cdot 10^4 \div \div 5,6 \cdot 10^3$	$4 \cdot 10^4 \div \div 3,7 \cdot 10^3$	$2,6 \cdot 10^4 \div \div 5,6 \cdot 10^3$	$2,7 \cdot 10^4 \div \div 3,7 \cdot 10^4$
Средние значения концентраций радия в водах, Бк/м ³	$2,4 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$	$1,5 \cdot 10^4$	10^4

Содержание изотопов радия определяли в водах двух типов: отобранных из заводненных в процессе разработки залежи нефтеносных пластов и из водонасыщенных пластов за пределами нефтяной залежи. Отбор таких проб осуществлялся из заводненных пластов Павловской площади. Пробы пластовых вод отбирали из скважин с различной обводненностью продукции.

Для отбора проб законтурных вод использовали скважины Ромашкинского месторождения, в которых вскрыты чисто водонасыщенные пласты горизонта Д_т.

Результаты измерений концентрации изотопов радия в водах двух типов приведены в табл. 8 и на рис. 16.

Обсуждение закономерностей распределения концентраций изотопов радия в водах различных типов будет дано ниже.

Содержание урана в пластовых водах определялось по известной методике. Концентрирование урана из вод производилось активированным углем, а количественное определение — люминесцентным методом на фотометре ЛЮФ-57. Содержание урана в пластовых водах чрезвычайно низкое — $(1 \div 7) \cdot 10^{-4}$ кг/м³. Радиоактивное равновесие в водах обоих типов сдвинуто в сторону радия.

Многочисленными исследованиями показано, что в состав сырой нефти наряду со стабильными входят и радиоактивные элементы: уран, торий, радий и радон. Форма связи урана с нефтью достоверно не установлена. Он может присутствовать в виде коллоидальных частиц или же в виде металлоорганических комплексов. Связь урана с тяжелыми поверхностно-активными компонентами нефти делает последнюю точку зрения более правдоподобной.

Поскольку содержание урана в золе нефтяных продуктов или асфальтенов, экстрагированных из породы, значительно выше, чем в золе сырой нефти, следует ожидать, что уран концентрируется главным образом в полярной фракции нефти, обволакивающей стенки пор вмещающих пород.

Относительно количественного содержания урана в нефтях нет единого мнения. В нефтях месторождений СССР содержание урана изменяется от $1 \cdot 10^{-7}$ до $6 \cdot 10^{-5}$ кг/м³ [12]. Такие различные данные о концентрации урана в природных нефтях можно объяснить тем, что каждый из авторов, вероятно, имел дело с нефтью различного типа. Известно, что концентрация урана в нефтях резко изменяется при изменении физико-химических свойств нефтей. Например, при изменении плотности нефтей от 0,8 до 0,96 г/см³ концентрация урана в них возрастает от $7 \cdot 10^{-7}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м³.

В нефтях Татарской АССР определение содержания радиоактивных элементов проводилось только в единичных образцах нефти. По данным И. Г. Берзиной содержание урана в двух пробах нефтей, отобранных из скв. 42, 59 Ромашкинского месторождения, составляет $8 \cdot 10^{-7}$ кг/м³.

Содержание радия в нефтях, по имеющимся данным, испытывает незначительные колебания. Для нефтей, указанных выше, концентрация ^{226}Ra изменяется от $1,2 \cdot 10^{-12}$ до $4 \cdot 10^{-12}$ кг/м³. С такими данными совпадают результаты определений концентраций радия, выполненных под руководством автора. В нефтях производилось измерение концентрации только ^{226}Ra . Определить концентрацию ^{226}Ra не удалось из-за недостаточной чувствительности имеющейся аппаратуры. Для определения концентрации радия его экстрагировали из безводных нефтей диэтиллированной водой. Обработку проб нефти водой производили несколько раз до исчезновения следов ионов хлора в воде. При такой методике радий, содержащийся в нефти, переходил в водную фазу, поскольку в золе обессоленной нефти радий не был обнаружен. Содержание радия в безводных нефтях Татарии изменяется от $1,4 \cdot 10^{-12}$ до $8 \cdot 10^{-12}$ кг/м³ и в среднем составляет $7,5 \cdot 10^{-12}$ кг/м³.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ РАДИОГЕОХИМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Экспериментально путем измерения естественной радиоактивности заводняемых пластов и прямыми определениями концентрации изотопов радия в пластовых водах установлено, что в процессе вытеснения нефти водой в передней части фронта вытеснения образуется радиоактивная оторочка, т. е. зона с повышенным содержанием изотопов радия в пластовых водах. Например, концентрация ^{226}Ra и ^{228}Ra в этой зоне достигает 10^6 — 10^4 Бк/м³, что на один-два порядка выше концентрации этих изотопов в пластовых водах за пределами нефтяной залежи.

На рис. 17 приведены результаты измерений естественной радиоактивности заводняемого пласта и кривая изменения интенсивности естественного гамма-излучения его во времени, полученные в скв. 487 Бавлинского месторождения. Эта скважина

Глубина, м	87,5A0,75M	ГК 7.3.1961г.	16.3.1965г.	20.3.1965г.	24.3.1965г.	26.4.1965г.	12.5.1970г.	
	$\rho_{\text{ж}}, \text{Ом}\cdot\text{м}$ 20	69 ГК I, мкР/ч 24	ГК I, мкР/ч 24	ГК I, мкР/ч 11,4	ГК I, мкР/ч 48,2	ГК I, мкР/ч 12	ГК I, мкР/ч 9,6 21,4 3	ГК I, мкР/ч 18
1780	ПС 25 мВ	10.2.1965г. I, мкР/ч 28	9					
1796								
1812								

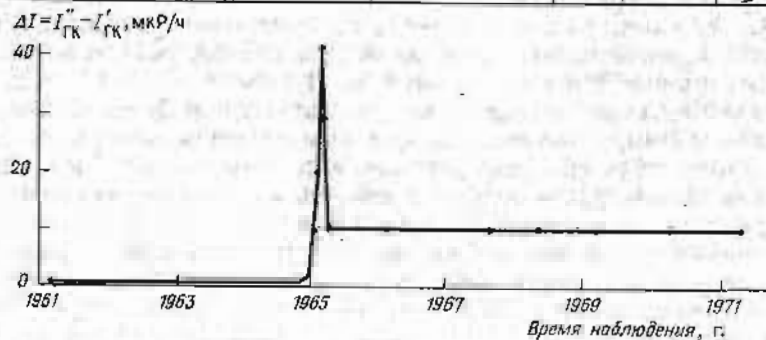


Рис. 17. Изменение естественной радиоактивности в процессе заводнения пласта.

Скв. 487 Бавлинского месторождения

пробурена специально для наблюдения за заводнением нефтеносного песчаника в интервале глубин 1798,6—1814 м. По данным импульсных нейтронных методов заводнение нефтеносного песчаника началось в 1964—1965 гг.; затем пласт полностью заводнился пластовой соленой водой. Исследование гамма-методом от 10.II.1965 г. выявило увеличение интенсивности гамма-излучения по сравнению с первоначальной интенсивностью, измеренной 7.III.1961 г. до заводнения пласта. В марте 1965 г. исследование гамма-методом проводилось трижды. Этими исследованиями было обнаружено движение радиоактивной оторочки пластовых вод. Из рис. 17 видно изменение интенсивности естественного гамма-излучения во времени. Кривая изменения интенсивности гамма-излучения сначала растет, проходит через максимум, а затем снижается до определенного уровня, который остается постоянным в последующие годы. В максимуме приращение естественной радиоактивности составляет 40 мкР/ч. Постоянное приращение естественной радиоактивности, равное 10 мкР/ч и сохраняющееся после прохождения ра-

диоактивной оторочки, обусловлено необратимой адсорбцией радиоактивных солей на поверхности цементного кольца скважины.

Замеры естественной радиоактивности в этой наблюдательной скважине были использованы для оценки максимальной концентрации изотопов радия в радиоактивной оторочке пластовых вод. Подсчет концентрации радия производился в предположении, что приращение естественной радиоактивности вызвано только одним изотопом ^{226}Ra , находящимся в равновесии со своими продуктами распада¹.

Концентрация ^{226}Ra в пластовых водах связана с интенсивностью зарегистрированной гамма-аномалии:

$$C_{\text{Ra}} = s \cdot 3,4 \cdot 10^{-9} / (k_p k h), \quad (3.3)$$

где s — площадь аномалии, мкР/(ч·см); k_p — коэффициент пористости; k — пересчетный коэффициент, мкР/ч на $3,4 \cdot 10^{-9} \%$ радия; h — мощность аномалии, см.

Значение коэффициента k зависит, в основном, от типа детектора гамма-излучения, уровня дискриминации и эффективного атомного номера среды z . Для песчаников девона принимаем $z=12,4$. Замеры естественной радиоактивности в этой скважине были выполнены с аппаратурой СГС-1 с детекторами гамма-излучения NaI(Tl). При таком эффективном атомном номере среды и начальном уровне дискриминации 50 кэВ пересчетный коэффициент для этого детектора равен 220 мкР/ч на $3,4 \cdot 10^{-9} \%$ радия. Пористость песчаника принималась 0,2. Для подсчета концентрации радия использованы замеры естественной радиоактивности от 20.III.1965 г., когда была зарегистрирована максимальная интенсивность гамма-аномалии. Подсчеты по (3.3) показывают, что максимальное содержание радия в радиоактивной оторочке пластовых вод достигает $4,9 \cdot 10^{-9} \%$ по массе или $1,8 \cdot 10^6$ Бк/м³.

Повышение концентрации радия обнаружено и прямыми определениями изотопов радия в пластовых водах. Из табл. 8 и рис. 16 видно, что в пластовых водах из заводненных пластов по сравнению с законтурными водами диапазон изменения и среднее содержание изотопов радия значительно больше. Содержание изотопов радия, максимальное в начальный период обводнения скважин, уменьшается по мере увеличения обводненности и опреснения пластовых вод. Установлено, что с увеличением концентрации одного из изотопов радия увеличивается концентрация другого изотопа и наоборот. Однако при фильтрации по нефтяному пласту пластовые воды более интенсивно обогащаются изотопом ^{228}Ra . Так, в пластовых водах из заводненных пластов содержание ^{228}Ra в 2 раза, а ^{226}Ra в 1,5 раза

¹ Такое приближение может завышать концентрацию ^{226}Ra на 30—50 %, так как в пластовой воде присутствуют и другие изотопы радия.

выше по сравнению с содержанием этих изотопов в пластовых водах.

Материнских элементов ^{238}U и ^{232}Th , в результате распада которых образуются изотопы ^{226}Ra и ^{228}Ra , в пластовых водах практически нет. Они содержатся в минеральном скелете и в нефтях. Последние являются источниками, из которых изотопы радия выносятся в поток пластовых и закачиваемых вод. Следовательно, процесс обогащения пластовых вод изотопами радия можно рассматривать как результат термодинамического перераспределения частиц между различными фазами нефтяного пласта в процессе вытеснения нефти водой. В связи с этим рассмотрим некоторые закономерности взаимодействия фильтрующихся пластовых вод с вмещающими горными породами и нефтью.

Изотопы радия из твердой фазы попадают в жидкую (выщелачиваются) за счет: а) отдачи ядер радия при его радиоактивном распаде; б) разрушения поверхностной зоны кристаллов; в) диффузии изотопов радия по кристаллической решетке.

Поведение изотопов радия зависит от энергии отдачи ядер и от продолжительности их жизни. Чем больше энергия отдачи, тем при прочих равных условиях большее количество радия попадает в капилляры, и чем больше продолжительность его жизни, тем более эффективна диффузия по кристаллической решетке. Кроме того, на выщелачиваемость дочерних радиоактивных изотопов влияет форма нахождения материнского элемента в твердой фазе. Так, торий входит в состав твердой фазы, находясь в узлах кристаллической решетки, а уран находится как в узлах кристаллической решетки, так и в сорбированном состоянии на поверхности кристаллов. В результате при выщелачивании происходит нарушение соотношения концентраций изотопов радия в водах по сравнению с концентрацией в твердой фазе.

За пределами нефтяной залежи обогащение пластовых вод изотопами радия идет только за счет процессов выщелачивания их из минерального скелета. В этих водах действительно наблюдается нарушение соотношения концентраций изотопов радия при выщелачивании. На рис. 16 приведены кривые распределений торий-уранового отношения для минерального скелета и пластовых вод различных типов. Поскольку в образцах горных пород производили определение концентраций урана и тория, а в водах — их дочерних элементов — ^{226}Ra и ^{228}Ra , для сравнения отношение $C_{^{226}\text{Ra}}/C_{^{228}\text{Ra}}$ пересчитывалось в равновесное торий-урановое отношение

$$C_{\text{Th}}/C_{\text{U}} = 3,13 C_{^{226}\text{Ra}}/C_{^{228}\text{Ra}}, \quad (3.4)$$

где концентрация урана и тория выражена в кг/кг породы, а изотопов радия — в Бк/м³.

На рис. 16 видно, что максимумы кривых распределений торий-урановых отношений конконтурных вод и минерального ске-

лета смещены друг относительно друга. Это вызвано тем, что выщелачиваемость из минерального скелета ^{228}Ra значительно ниже, чем ^{226}Ra по указанным выше причинам.

Торий-урановое отношение пластовых вод из заводненных пластов (вод, фильтрующихся по нефтяной залежи) занимает промежуточное положение по сравнению с торий-урановым отношением конконтурных вод и минерального скелета (см. рис. 16). Следовательно, в нефтяном пласте существует другой источник, из которого изотопы радия выносятся в поток фильтрующихся вод. Таким источником является нефть.

В результате радиоактивного распада урана и тория, содержащихся в нефтях, и процессов выщелачивания из минерального скелета в нефтях постоянно образуются изотопы радия. Потери изотопов радия обусловлены естественным распадом и экстракцией их в контактирующие воды. Однако в условиях природной ловушки (в статическом состоянии) обмена частиц между нефтью и подпирающими водами не происходит, за исключением зоны водонефтяного контакта. Поэтому радий присутствует в нефти в избытке по сравнению с тем состоянием, которое было бы, если бы вся масса нефти контактировала с водой. Радий оказывается запечатанным в нефтяной залежи.

В процессе разработки нефтяной залежи пластовые и закачиваемые воды интенсивно внедряются в нефтяную залежь. При этом резко увеличивается поверхность раздела фаз и ускоряется обмен частиц между фазами. Радий из нефти, связанной воды и с поверхности вмещающих пород переносится в поток фильтрующихся вод. Таким образом, в природных условиях в системе нефть — пластовая вода — вмещающие породы реализуется реакция разделения изотопов радия между фазами. В начальной стадии вытеснения концентрация радиоактивных частиц в пластовых водах увеличивается. На каком-то расстоянии от начальных скважин или от первоначальных контуров нефтеносности поле концентрации в потоке стремится к равновесному состоянию: когда в потоке мало растворимых частиц, они из нефти и с поверхности вмещающих пород переходят в воду; когда же концентрация частиц в воде высокая, частицы начинают уходить из потока и осаждаются на стенках пор, в результате чего источники превращаются в поглотители.

В состоянии равновесия можно оценить распределение изотопов радия между нефтью и водой. Нефть и пластовая вода представляют собой гетерогенную систему двух растворителей, распределение вещества в которой описывается известным законом Генри — Нернста

$$a_1/a_2 = f_1 C_1 / (f_2 C_2) = k_p, \quad (3.5)$$

т. е. отношение активных концентраций растворенного в двух растворителях вещества постоянно для данной температуры и при неизменной форме молекул не зависит от концентрации вещества. Здесь a_1 , a_2 — термодинамические активности; C_1 , C_2 —

концентрации; f_1, f_2 — коэффициенты активности в обоих растворителях.

Зависимость (3.5) действительна только при условии, что растворенное вещество находится в обеих фазах в одной и той же молекулярной форме. Для практических целей пользуются коэффициентом распределения k_p , измеряемым отношением формальных концентраций вещества в обеих фазах, независимо от форм, в которых оно там находится.

По известной методике в лабораторных условиях был определен равновесный коэффициент распределения между нефтью и водой: $k_p = 2,9 \cdot 10^{-4}$.

В безводных нефтях Ромашкинского месторождения средняя концентрация ^{226}Ra составляет $C_{\text{Ra н}} = 2,8 \cdot 10^2$ Бк/м³; в пластовых водах за контуром нефтеносности $C_{\text{Ra в}} = 1,5 \cdot 10^4$ Бк/м³. Отношение $C_{\text{Ra н}}/C_{\text{Ra в}} = 1,8 \cdot 10^{-2}$. Следовательно, в условиях природной ловушки радий содержится в нефтях в избытке, поскольку отношение $C_{\text{Ra н}}/C_{\text{Ra в}}$ на два порядка больше равновесного коэффициента распределения k_p .

Интересно отметить, что отношение концентраций стабильных элементов между нефтью и пластовой водой за контуром нефтеносности близко к значению равновесного коэффициента распределения радия. Так, для Ромашкинского месторождения средняя концентрация солей в нефтях $C_{\text{с н}} = 0,14$ г/л, в водах $C_{\text{с в}} = 230$ г/л. Отношение $C_{\text{с н}}/C_{\text{с в}} = 6,4 \cdot 10^{-4}$.

При вытеснении нефти водой наступает равновесное распределение радия между нефтью и водой. В состоянии равновесия концентрация Ra (в Бк/м³) в пластовых водах должна составить

$$C_{\text{Ra в}} = C_{\text{Ra н}}/k_p = 1,1 \cdot 10^6.$$

Такие результаты удовлетворительно согласуются с данными о концентрации ^{226}Ra в пластовых водах, полученными путем обработки результатов временных измерений естественной радиоактивности заводняемого пласта. Таким образом, выдвинутые теоретические положения о генезисе радиогеохимических аномалий удовлетворительно объясняют эффекты, наблюдаемые в условиях реального пласта, и могут быть приняты в качестве рабочей гипотезы.

Время прохождения радиоактивной оторочки по скв. 487 около 2,5 мес. Измерения естественной радиоактивности пластов проводят в наблюдательных скважинах не более двух раз в год. В эксплуатационных скважинах исследования гамма-методом проводят еще реже, только после значительного обводнения добываемой продукции. При такой частоте измерений не удается наблюдать полную картину прохождения радиоактивности оторочки, при этом в большинстве случаев регистрируется лишь остаточная радиоактивность, связанная с отложением радиевых солей на цементном кольце скважины.

В пластовых водах нефтяных месторождений радий всегда присутствует со своим химическим аналогом — барием. Поэтому во всех геохимических процессах, происходящих в нефтяном пласте, эти два элемента следует рассматривать вместе.

В хлоркальциевых водах нефтяных месторождений радий и барий находятся в растворенном состоянии. Содержание бария в пластовых водах 30—90 мг/л. Если по каким-либо причинам в водах повышается концентрация сульфат-ионов, то наблюдается соосаждение бария и изотопов радия в виде радиобарита $\text{Ba}(\text{Ra})\text{SO}_4$.

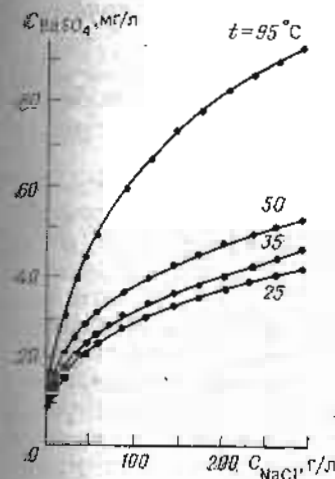
Повышение концентрации сульфат-ионов в пластовых водах — результат закачки в пласты поверхностных вод. Процесс повышения сульфатности в пласте может происходить и без участия поверхностных вод, при смешении законтурных вод с потребленными водами нефтяного пласта. Существуют сведения, что потребленные воды обладают повышенной сульфатностью. В условиях разных нефтяных месторождений повышение естественной радиоактивности и выпадение радиобарита наблюдается при заводнении пластов как закачиваемыми, так и пластовыми водами.

Тот факт, что радиоактивные соли представлены радиобаритом, установлен химическим и радиохимическим анализами этих солей, выпадающих в нефтяных скважинах Татарской и Ставропольского края (табл. 9).

Растворимость радиобарита в воде очень низкая. Из рис. 18 видно, что растворимость BaSO_4 в водных растворах NaCl при концентрации NaCl 300 г/л и температуре от 25 до 95 °C достигает 30—50 мг/л. Следовательно, радиобарит в пластовых водах находится в сложном ионно-коллоидном состоянии. Об этом же свидетельствует структура радиобарита, выпадаемого на поверхности рабочих колес электроцентробежных насосов и насосно-компрессорных труб. На поверхности рабочих колес радиобарит отлагается в виде белых с желтоватым оттенком пленок толщиной 0,3—1 мм. Иногда до 50 % объема отверстий рабочего колеса забивается радиобаритом.

В щелях радиобарит бесцветный с буроватым оттенком, обусловленным окислами железа, характером окраски которых подчеркивается неравномерная тонкая полосчатость. При скрепленных николях обнаруживается параллельно-волокнистое, радиально-лучковиднолучистое строение. Изредка в иммерсионных препаратах встречаются тесно сросшиеся полиэдрические радиально-лучистые оолиты. Отмечаются трещины дегидратации. Для хорошо раскристаллизованных участков $Np = 1,5915$, $Ng = 1,6035$, $Ng - Np = 0,012$; Ng ориентирована перпендикулярно поверхности, на которую выпал барит. Трещины дегидратации, вдавливание обломков в пленку, радиально-лучистая структура свидетельствуют о том, что радиобарит периодически осаждался из коллоидного раствора сульфата бария, как аморфная соль, которая позднее подвергалась раскристаллизации. Анало-

Элементы	Содержание (стабильных элементов (% по массе); радиоактивных элементов (Бк/кг))					Площадь, скважина
	Бавалинская, 10	Зеленогорская, 4910	Павловская, 1135	Павловская, 788	Озек-Суатская, 137	
BaO	51,88	58,74	49,92	59,18	61,16	63,63
SrO	3,58	0,02	1,5	Не обнаружен	Не обнаружен	Не обнаружен
CaO	3,10	Не обнаружен	1,63	Не обнаружен	Не обнаружен	Не обнаружен
MgO	Следы	Не обнаружен	Не обнаружен	Не обнаружен	Не обнаружен	Не обнаружен
SO ₃	36,23	35,65	28,7	38,36	31,90	34,40
SiO ₂	0,57	0,57	1,18	0,14	5,69	1,59
P ₂ O ₅	1,13	1,01	4,16	0,40	0,71	0,69
²²⁶ Ra	7,4 · 10 ⁴	3,42 · 10 ⁶	9,62 · 10 ⁴	1,47 · 10 ⁵	4,81 · 10 ⁴	9,62 · 10 ⁴
²²⁸ Ra	—	3,70 · 10 ⁴	1,21 · 10 ⁵	1,51 · 10 ⁵	1,51 · 10 ⁵	2,25 · 10 ⁵
Потери при прокаливании, %	2,9	3,36	9,74	1,50	0,54	—

Рис. 18. Изотермы растворимости BaSO₄ в водном растворе NaCl

гичная структура наблюдалась при осаждении сульфатов бария и радия в лабораторных условиях.

Сульфаты стронция и кальция иногда совместно осаждаются радиобаритом. Низкое содержание этих элементов в осадке при значительно высокой концентрации их в пластовых водах обусловлено тем, что растворимость сульфата стронция и кальция в водных растворах значительно выше, чем растворимость Ba(Ra)SO₄.

Возникновение радиоактивной оторочки в какой-то мере аналогично возникновению соленой оторочки пластовых вод в процессе вытеснения нефти поверхностными пресными водами. Соленая оторочка возникает в передней части фронта вытеснения за счет смешения закачиваемых вод с погребенными водами нефтяного пласта и переноса минеральных солей из нефти и с поверхности вмещающих пород в поток закачиваемых вод. По своим физико-химическим свойствам закачиваемые воды в соленой оторочке приближаются к пластовым водам. Следовательно, в результате образования соленой оторочки условия вытеснения нефти закачиваемыми водами в передней части фронта вытеснения приближаются к условиям, при которых вытеснение нефти осуществляется природными пластовыми водами. Это обстоятельство приводит к тому, что радиоактивная оторочка возникает при вытеснении нефти как закачиваемыми, так и пластовыми водами.

Когда пластовые воды с повышенным содержанием изотопов радия начинают поступать в скважину через интервалы перфорации или обтекать в процессе фильтрации по пласту стенки неперфорированной скважины, в интервале продуктивных пластов происходит выпадение радиоактивных солей на поверхности цементного кольца скважины. При подъеме жидкости по стволу

скважины выпадение радиоактивных солей наблюдается в электрообтежных насосах, в насосно-компрессорных трубах и в поверхностных резервуарах.

Явление выпадения радиобарита на цементном кольце скважины используется для выделения заводненных интервалов и пластов.

ВЫПАДЕНИЕ РАДИОАКТИВНЫХ СОЛЕЙ НА ПОВЕРХНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА СКВАЖИНЫ

Выпадение радиоактивных солей на поверхности цементного кольца имеет важное прикладное значение. С одной стороны, это явление увеличивает различие концентраций радиоэлементов в нефтеносных и обводненных пластах. С другой стороны, поскольку адсорбция радиоэлементов на поверхности цемента полностью необратима, информация о различии концентраций радиоэлементов против пластов разных категорий сохраняется и после того, как прошла радиоактивная оторочка пластовых вод.

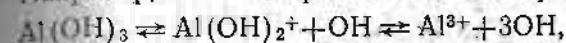
Известно, что в любой обсаженной скважине с целью изоляции нефтеносных, газоносных и водоносных пластов друг от друга затрубное пространство заполняют раствором тампонажного цемента. В результате сложных физико-химических процессов в течение нескольких часов, дней или недель цементный раствор превращается в монолитный цементный камень. Чрезвычайно высокая диспергированность частиц цементного камня способствует проявлению поверхностных явлений. При контакте пластовых вод с цементным камнем за счет электрокинетических явлений и химического взаимодействия ионы бария и радия, а также коллоидные частицы $Ba(Ra)SO_4$ выпадают на поверхности цемента.

Химический состав тампонажного цемента, выпускаемого отечественными заводами, колеблется в следующих пределах: кремнезем $SiO_2 = 19,33 \div 22,34 \%$, глинозем $Al_2O_3 = 4,15 + 8,25 \%$, оксид железа $Fe_2O_3 = 2,40 + 6,03 \%$, оксид кальция $CaO = 56,80 + 63,02 \%$, оксид магния $MgO = 0,47 + 2,40 \%$, серный ангидрид $SO_3 = 1,0 + 2,6 \%$.

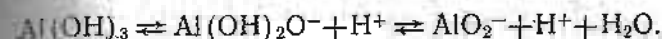
Так как физическая адсорбция ионов из контактирующего раствора происходит за счет катионного обмена в диффузном слое двойного ионного слоя, рассмотрим строение двойного слоя различных компонентов тампонажного цемента.

Кремниевая кислота H_2SiO_3 при контакте с водным раствором диссоциирует на ионы SiO_3^{2-} и H^+ , и всегда ее поверхность имеет отрицательный заряд. Гидроксиды алюминия и железа могут менять поверхностный заряд в зависимости от раствора, так как поверхностные молекулы этих соединений могут диссо-

цинировать различным образом в зависимости от реакции среды. Например, в кислой среде имеет место реакция



а в щелочной среде



В суспензии цементного раствора $pH = 10$, поэтому гидроксиды алюминия и железа приобретают отрицательный поверхностный заряд. Внешнюю обкладку, т. е. диффузную и адсорбционную части двойного слоя в цементном растворе, составляют, по-видимому, ионы кальция и водорода.

Процессы адсорбции, происходящие на границе раздела фаз, заключаются в обмене ионов внешней обкладки двойного слоя (противоположных по знаку заряду твердой фазы) на ионы того же знака, находящихся в растворе. В частном случае, когда цементный камень контактирует с пластовой водой, ионы кальция цемента замещаются ионами бария и радия пластовой воды.

Для аналитического выражения процесса адсорбции применяются различные уравнения. В частности, широко известно уравнение Гуи-Штерна, полученное путем решения уравнения Пуассона, выражающего зависимость между объемной плотностью заряда и потенциалом, в приближении, что концентрация ионов в диффузном слое определяется распределением Больцмана. Широко используется также уравнение изотермы адсорбции Ленгмюра, базирующееся на представлении о мономолекулярной концентрации вещества на поверхности адсорбента. Эти уравнения хорошо отражают процессы адсорбции в области низких концентраций вещества в растворе и при однородной поверхности твердой фазы. В действительности эти условия реализуются редко, поэтому указанные уравнения находят ограниченное применение.

В реальных условиях широко применяется эмпирическое уравнение Фрейндлиха

$$q = kC^n, \quad (3.6)$$

где q — количество адсорбированного вещества; C — концентрация равновесного раствора; k и n — эмпирические параметры, постоянные для данных адсорбента и растворенного вещества при данной температуре.

Это уравнение хорошо согласуется с опытными данными в области промежуточных концентраций.

Для эмпирического изучения адсорбционной способности цемента отбирались образцы тампонажного цемента массой 50 г в виде гранул размером от 1,6 до 3,2 мм. Через каждый образец цемента пропускались растворы $BaCl_2$ различных концентраций до полного насыщения образца ионами бария. Адсорбционная

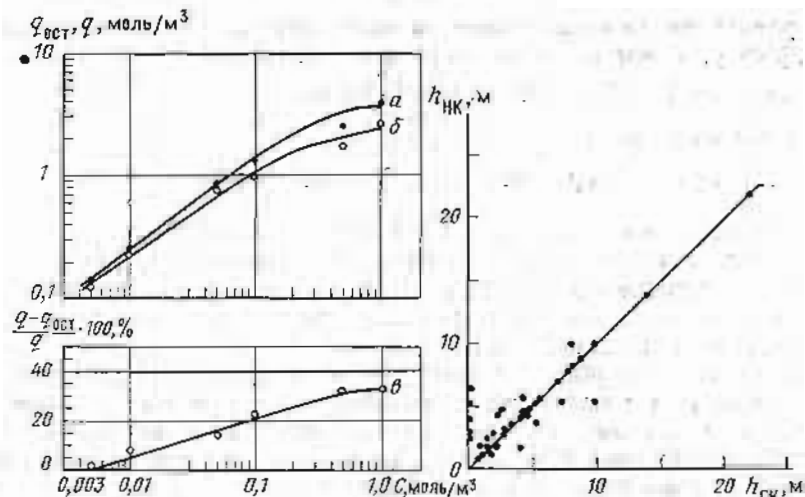


Рис. 19. Результаты экспериментальных исследований адсорбции солей бария на тампонажном цементе и связь заводненных толщин пластов, выделенных по нейтронному каротажу и радиогеохимическому методу.
а—в — изотермы адсорбции, остаточной емкости поглощения и десорбции $BaCl_2$ из тампонажного цемента.

способность цемента, выраженная через приведенную емкость поглощения, вычислялась следующим образом:

$$q_n = V (C_1 - C_2) d / 50, \quad (3.7)$$

где q_n — приведенная емкость поглощения цемента, равная количеству бария в молях, поглощенному 1 м³ цемента; V — объем раствора $BaCl_2$, пропущенный через образец цемента, м³; C_1 и C_2 — концентрации бария до и после контакта раствора с цементом, моль/м³; d — удельная масса цемента, в т/м³.

Из зависимости приведенной емкости поглощения цемента от концентрации бария в контактирующем растворе (рис. 19) видно, что изотермы адсорбции бария в интервале концентраций 0,005—0,1 н. удовлетворительно аппроксимируются уравнением Фрейндлиха

$$q = 1,32C^{0,72}. \quad (3.8)$$

Здесь q — количество адсорбционного бария в моль/м³ цемента; C — концентрация ионов бария в свободном растворе, моль/м³. Постоянные параметры уравнения (3.8) были определены из экспериментальных данных методом наименьших квадратов.

Из рис. 19 и уравнения (3.8) видно, что в области концентрации 0,005—0,1 н. адсорбционная способность цемента приводит к увеличению объемной концентрации бария более чем на порядок.

В интервале более высоких концентраций ход изотермы адсорбции отклоняется от закона Фрейндлиха.

После насыщения образцов цемента барием они подвергались промыванию дистиллированной водой с целью изучения десорбции бария. На рис. 19 приведены кривые остаточные емкости цемента b и десорбции бария v после обработки образцов дистиллированной водой. При низких значениях концентрации $BaCl_2$ и соответствующих им емкостях поглощения адсорбция бария на цементе необратима. С увеличением концентрации раствора и емкости поглощения десорбция бария увеличивается и при концентрации 0,5—1 н. десорбируется около 30 % бария. При промывании образцов цемента водой десорбируются компоненты бария, поглощение которых было обусловлено катионным обменом ионов. Остаточная емкость поглощения определяется, по-видимому, диффузией ионов бария в глубь цемента по порам и трещинам, а также химической связью ионов с веществом цемента. Известно, что тампонажный цемент содержит от 0,47 до 2,4 % по массе серного ангидрида SO_3 . В водном растворе серный ангидрид легко окисляется до сульфатов. Поверхностные воды, применяемые для затворения цемента, также содержат сульфаты в достаточно высоких концентрациях. Поэтому ионы бария, контактирующие с цементом, взаимодействуют с сульфатами цемента и вступают с ними в устойчивое соединение. При низких емкостях поглощения весь адсорбированный барий находится, очевидно, в такой связи с цементом и десорбции его не наблюдается.

Таким образом, когда барий находится в свободном растворе в ионном состоянии, поглощение его цементом идет за счет как катионного обмена, так и химической связи его с веществом цемента. Количественно этот процесс описывается изотермой Фрейндлиха.

Адсорбция коллоидных частиц сульфата бария, стронция и радия на поверхности различных веществ также является пространственной. Качественно этот процесс может быть представлен следующим образом. При избытке в пластовой воде катионов по сравнению с сульфатами коллоидные частицы радиобарита $Ba(Ra)SO_4$ по правилу Панета — Фаянса приобретают положительный заряд. При контакте таких частиц с тонко дисперсными частицами цемента, имеющими отрицательный поверхностный заряд, удержание коллоидных частиц $Ba(Ra)SO_4$ на цементе происходит за счет взаимодействия зарядов разного знака. Так как поверхность цементного камня в скважине весьма неоднородна, выпадение частиц $Ba(Ra)SO_4$ на цементе может идти за счет чисто механических процессов. Адсорбция коллоидных частиц на поверхности твердых тел также необратима.

Таким образом, в результате физико-химических процессов, происходящих в системе цементное кольцо — пластовая вода, поверхность цементного кольца покрывается устойчивой пленкой

радиобарита. При контакте цементного кольца с нефтью поверхностные явления не проявляются и выпадения радия на поверхности цементного кольца не происходит. Это свойство цементного кольца усиливает эффект повышения естественной радиоактивности и сохраняет этот эффект и после прохождения радиоактивной оторочки пластовых вод.

ПРИМЕНЕНИЕ РАДИОГЕОХИМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Изменение концентрации радия в пласте в процессе замещения нефти водой и выпадение радиоактивных солей на поверхности цементного кольца скважины сопровождаются изменением интенсивности естественного гамма-излучения против обводненного пласта. Если измерять естественную радиоактивность пластов до и после обводнения скважины, в общем случае характер изменения естественной радиоактивности между двумя замерами будет критерием для определения нефтеводонасыщенности пластов: радиоактивность нефтеносных пластов остается без изменения, а обводненные пласты выделяются положительными приращениями на кривых гамма-каротажа.

Неперфорированные пласты. Повышение естественной радиоактивности в неперфорированных пластах наблюдается при следующих обстоятельствах: при заводнении нефтенасыщенного пласта закачиваемыми или пластовыми водами; пласт заводнен к моменту бурения скважины; повышение радиоактивности начинается спустя некоторое время после крепления скважины.

Ниже при рассмотрении каждой категории пластов по мере возможности будут указаны масштабы проявления радиогеохимического эффекта против заводняемых пластов.

Процесс заводнения нефтенасыщенных неперфорированных пластов в наблюдательных и эксплуатационных скважинах достаточно надежно контролируется комплексом импульсных и стационарных нейтронных методов [17]. Все нейтронные методы позволяют расчленить пласты по насыщенности за счет различия объемных концентраций хлора в водонасыщенных и нефтенасыщенных пластах. В условиях высокой минерализации пластовых вод нейтронные методы дают надежные сведения о нефтеводонасыщенности неперфорированных пластов. При заводнении пластов закачиваемыми водами исследования необходимо проводить в момент прохождения солевой оторочки закачиваемых вод. При опреснении пластовых вод все применяемые нейтронные методы непригодны для определения насыщенности пластов.

Применение гамма-каротажа для выделения заводненных интервалов пластов путем выявления радиогеохимического эффекта началось с 1969 г. Этот метод в комплексе с другими методами применяется при всех исследованиях, выполняемых с целью определения насыщенности пластов и источника поступле-

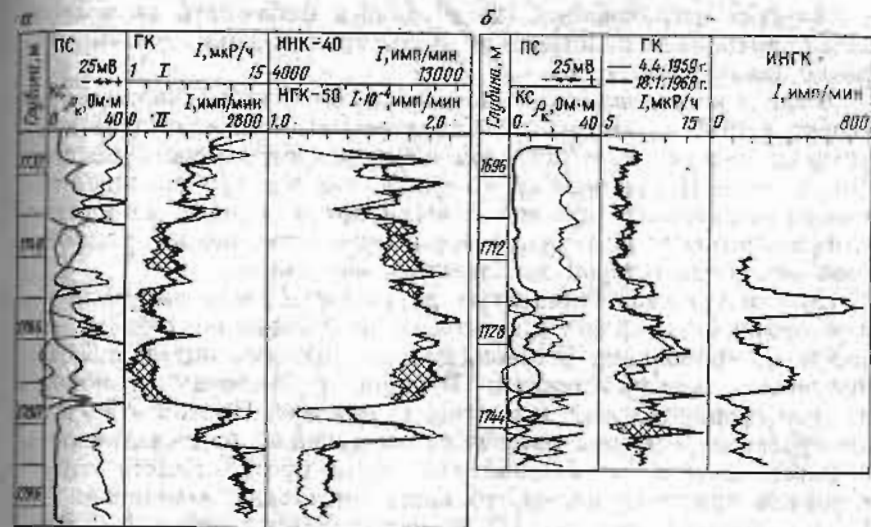


Рис. 20. Выделение заводненных пластов (штриховка) по данным радиогеохимического метода.

Замеры: I — до обводнения пластов, II — после обводнения пластов

ния воды в скважину. Для выяснения возможности и эффективности радиогеохимического метода при определении заводненных интервалов в неперфорированных пластах были проанализированы результаты исследований по различным нефтяным месторождениям. Ниже приводятся отдельные примеры и обобщенные результаты определения заводненных пластов радиогеохимическим методом. В первую очередь рассмотрим возможности радиогеохимического метода в условиях нефтяных месторождений Татарии.

Скважина 1382 Восточно-Сулеевской площади (рис. 20, б) фонтанирует безводной нефтью. Нижний ранее нефтенасыщенный пласт 1743,2—1746,4 м не вскрыт перфорацией. Исследования нейтронными методами проводились в этой скважине 5 раз в течение 1959—1968 гг. Исследования гамма-каротажом проводились с 1965 г. По данным нейтронных методов заводнение пласта соленой пластовой водой отмечается с 1965 г. С этого времени наблюдается и повышение естественной радиоактивности против заводненного пласта. В течение 1965—1968 гг. заметного изменения радиоактивности не наблюдается; радиоактивность пласта остается на уровне 16 мкР/ч, что более чем в 2 раза превышает начальную радиоактивность нефтеносного песчаника.

Скважина 3405 Абдрахмановской площади (рис. 20, а) является наблюдательной. Комплексом нейтронных методов НГК, ИНК в течение 1959—1966 гг. было установлено заводнение всех трех пластов закачиваемыми водами. В результате систе-

матических исследований здесь удалось наблюдать за послойным заводнением пластов в процессе прохождения соленой оторочки закачиваемых вод.

Первое исследование гамма-каротажем в этой скважине проведено в 1965 г., когда были заводнены все три пласта. В двух верхних пластах к этому времени произошло опреснение пластовых вод. Исследования показали, что все три заводненных пласта выделяются положительными приращениями на кривых гамма-каротажа. Интервалы повышения естественной радиоактивности соответствуют заводненным интервалам.

Для получения обобщенных результатов были выбраны неперфорированные пласты, в которых по данным нейтронных методов и опробования установлены заводненные интервалы. По нефтяным месторождениям Татарии в выборку включили 37 неперфорированных заводненных пластов. Против этих пластов были определены интервалы повышенной радиоактивности и интенсивности гамма-аномалий. Если против пласта отсутствовала гамма-аномалия, толщина интервала заводнения по ГК принималась за нуль. Из 37 заводненных пластов в 31 пласте (~84 %) наблюдается повышение естественной радиоактивности. Приращение интенсивности гамма-излучения против заводненных пластов изменяется от 2 до 24 мкР/ч и в среднем составляет 7 мкР/ч.

На рис. 19 по оси ординат отложены мощности заводненных интервалов, выделенные нейтронными методами, а по оси абсцисс — соответствующие им интервалы гамма-аномалий. Видно, что точки хорошо ложатся на прямую. Это свидетельствует о том, что в неперфорированных пластах существует тесная связь между интервалами заводнения пластов и гамма-аномалий.

В шести заводненных пластах (~16 %) повышения естественной радиоактивности не обнаружено. Отсутствие повышения естественной радиоактивности против заведомо заводненных пластов может быть вызвано разными причинами. Одна из причин установлена достоверно. В некоторых скважинах при прохождении радиоактивной оторочки не происходит необратимой адсорбции радиоактивных солей на цементном кольце скважины.

Так, в скв. 5279 Алькеевской площади (рис. 21) исследования методами ИНК и повторного ГК проводились в течение 1976—1984 гг. 3 раза.

Исследования методом ИНК от 17.9.1976 г. позволили определить положение текущего ВНК в неперфорированном пласте на глубине 1775,2 м. На кривой повторного ГК, выполненного одновременно с ИНК, ниже ВНК наблюдается радиогеохимическая аномалия, связанная с заводнением пласта. Последующие исследования методом ИНК, выполненные 13.8.1981 г. и 21.12.1984 г. показали дальнейшее обводнение пласта по всей толщине до кровли. На кривых повторного ГК ранее выявлен-

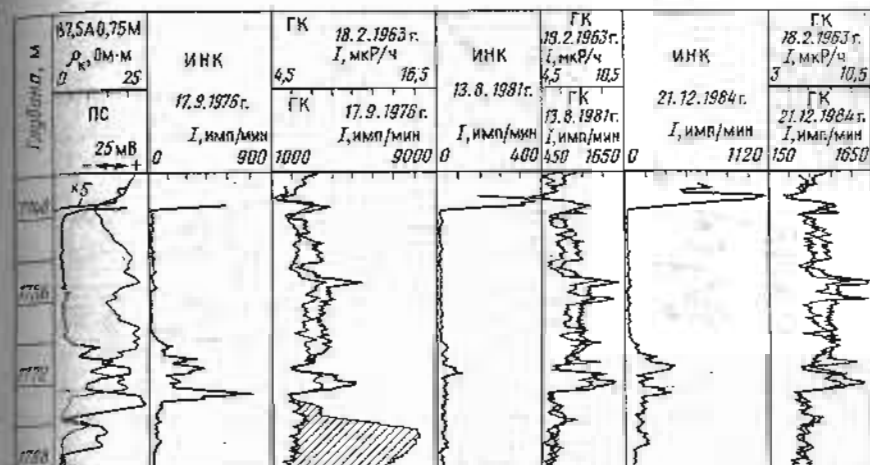


Рис. 21. Проявление радиогеохимического эффекта без необратимой адсорбции радиевых солей на цементном кольце скважин

ная радиогеохимическая аномалия отсутствует. Эти кривые идентичны кривой первоначального ГК. Это объясняется тем, что радиогеохимическая аномалия от 17.9.1976 г. установлена во время прохождения радиоактивной оторочки пластовых вод через район расположения наблюдательной скважины. После прохождения радиоактивной оторочки повышения естественной радиоактивности против обводненного пласта не наблюдается, т. е. по каким-то причинам необратимой адсорбции радиоактивных солей на цементном кольце не происходит. Время прохождения радиоактивной оторочки по скв. 487 Бавлинского месторождения около 3 мес (см. рис. 17).

Измерения повторного ГК в скв. 5279 проводились через 2—3 года. С такими же временными интервалами проводились измерения повторного ГК и в шести скважинах указанной выборки, по которым в заводненных пластах не установлено наличия радиогеохимических аномалий. Приведенные данные позволяют предположить, что если проводить повторные ГК с временными интервалами 1—2 мес, во всех заводненных пластах можно будет установить присутствие радиогеохимических аномалий. Однако такой режим измерений невозможно осуществить по технологическим причинам.

Изменение естественной радиоактивности было изучено и в пластах, которые к моменту бурения скважины оказались заводненными. Такие пласты часто встречаются в скважинах, бурение которых ведется в заводненных зонах старых разрабатываемых площадей.

Установлено, что сразу после вскрытия заводненные пласты по уровню естественной радиоактивности не отличаются от нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов. Спустя 2—3 мес и

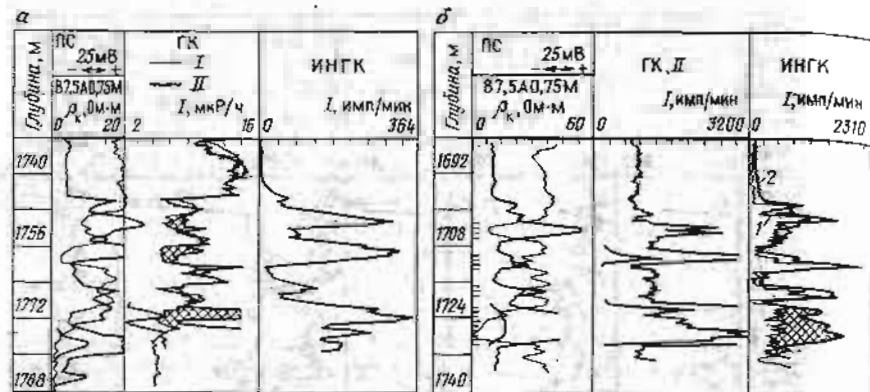


Рис. 22. Выделение заводненных пластов по данным радиогеохимического метода; а — скв. 10966, б — скв. 702

Замеры: I — до обводнения пласта, II — после обводнения пласта; кривые: 1 — после закачки высокоминерализованной воды, 2 — после дренирования пласта

более радиоактивность заводненных пластов возрастет. На рис. 22, а приведены результаты исследований по скв. 10966 Павловской площади. Здесь песчаные пласты 1749—1753,8, 1758,2—1760,2 и 1770—1773,6 м оказались заводненными к моменту бурения скважины. О заводнении верхнего пласта опресненной водой свидетельствует смещение кривой ПС в сторону отрицательных значений ниже подошвы этого пласта. О заводнении двух нижних пластов соленой водой свидетельствуют низкие удельные сопротивления этих пластов. Пласты в интервалах 1735,6—1758,2, 1765,2—1766,4 и 1774,6—1780,4 м нефтенасыщены.

На кривых гамма-каротажа, записанных сразу после вскрытия пластов, различия интенсивностей гамма-излучения нефтеносных и обводненных пластов не наблюдается. На кривой Г-К, записанной спустя 3 года, все обводненные пласты отмечаются положительными приращениями интенсивностей гамма-излучения. К этому моменту заводненными опресненной водой оказались и нефтенасыщенные интервалы 1735,6—1758,1 и 1774,6—1780,4 м. Об опреснении вод в неперфорированных пластах свидетельствуют показания импульсного нейтронного метода, а в нижнем перфорированном пласте — результаты эксплуатации скважины. В процессе эксплуатации скважина давала жидкость дебитом 15 т/сут с содержанием воды 86% и плотностью 1,13 г/см³.

Были проанализированы 66 пластов, которые оказались заводненными к моменту бурения скважины. Из них против 16 пластов (24%) наблюдается повышение радиоактивности после крепления скважины. Приращение естественной радиоактивности против этих пластов изменяется от 2 до 50 и в среднем составляет 7 мкР/ч. Все заводненные пласты, в которых наблюдается повышение естественной радиоактивности, имеют удель-

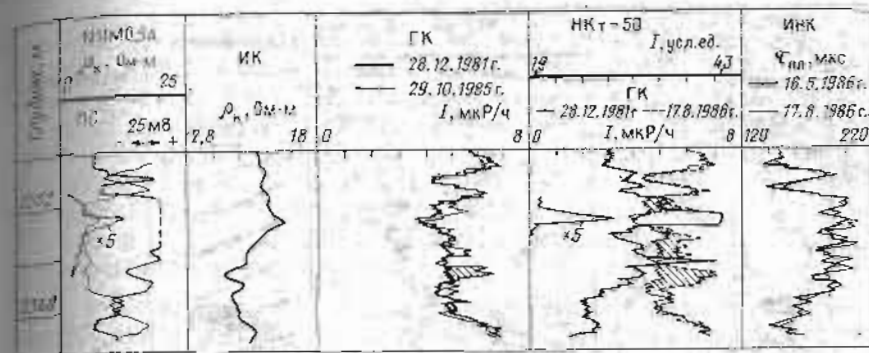


Рис. 23. Выделение заводненных пластов (штриховка) по данным радиогеохимического метода

ные сопротивления менее 3—5 Ом·м, т. е. заводнены соленой водой. В остальных 50 пластах изменения радиоактивности не наблюдается. К моменту бурения они оказались заводненными пресной водой. Эти факты свидетельствуют о том, что радиоактивная и соленая оторочки пластовых вод формируются и фильтруются по пласту одновременно. Если к моменту бурения через месторасположения скважины прошла радиоактивная оторочка, радиогеохимическая аномалия в заводненном пласте не проявляется.

В последние годы ПО «Татнефтегеофизика» приступило к выполнению комплекса работ по контролю разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири. В связи с этим накопленный опыт применения радиогеохимического метода в Татарии был распространен на контроль заводнения продуктивных пластов нефтяных месторождений Западной Сибири. При этом были использованы и некоторые результаты работ сотрудников ПО «Запсибнефтегеофизика».

В условиях Западной Сибири разработка каждой из залежей, расположенных на разных этапах геологического разреза, ведется самостоятельной сеткой скважин. Такая технология создает благоприятные условия для контроля заводнения неперфорированных пластов верхних залежей с использованием сетки скважин нижележащих залежей. Ввиду низкой солености пластовых вод нефтяных месторождений Западной Сибири эффективность применения ИНК для определения нефтеводонасыщенности неперфорированных пластов чрезвычайно низка. Поэтому в настоящее время радиогеохимический метод является единственным методом для контроля заводнения неперфорированных продуктивных пластов в условиях Западной Сибири. Покажем это на отдельных примерах.

В скв. 250/14 Поточного месторождения (рис. 23) в неперфорированном пласте БВ₆ исследования методами ИНК и повторно Г-К проведены 2 раза: от 29.10.1985 и 17.8.1986 гг.

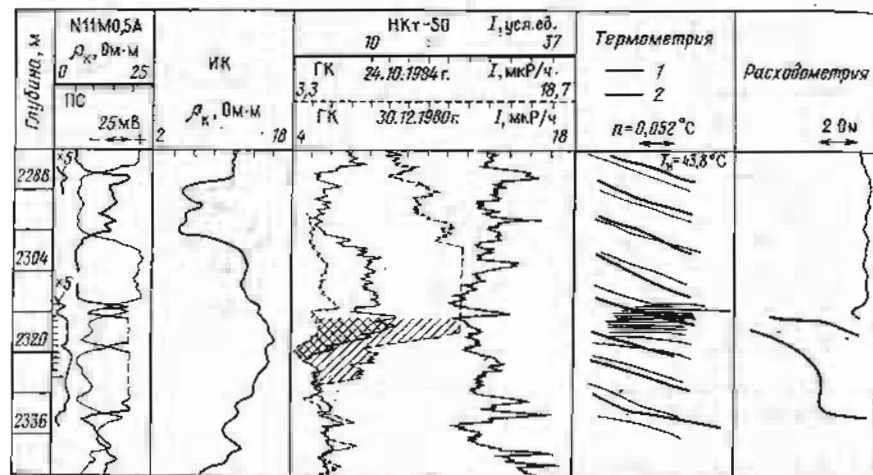


Рис. 24. Выделение заводненных пластов по данным радиогеохимического метода.

Замеры: 1 — в простаивающей скважине, 2 — при работе с компрессором

На первом замере радиогеохимическая аномалия проявляется в подошвенной части пласта в интервале глубин 2361,6—2365,6 м. Она связана с заводнением пласта. Этот интервал заводнен и по данным электрокаротажа. На втором замере радиогеохимическая аномалия проявляется по всей толщине пласта, за исключением уплотненных прослоев, которые четко выделяются на кривых нейтронного каротажа НКТ—50. Таким образом, за 10 мес произошло заводнение пласта БВ₆ по всей толщине. На кривых параметра $\tau_{пл}$ ИНК эффект заводнения пласта не проявляется. Дифференциация кривых $\tau_{пл}$ обусловлена только литологической неоднородностью пласта.

На нефтяных месторождениях Западной Сибири, разрабатываемых ПО «Татнефть», в 72 % исследованных пластов удается выделить заводненные интервалы на основе проявления радиогеохимического эффекта.

Радиогеохимический метод эффективно применяется для уточнения нефтеводонасыщенности неперфорированных пластов перед вводом их в разработку в скважинах, бурящихся на заводняемых участках месторождений, а также при переходе к разработке верхних пластов после отключения из разработки нижележащих полностью выработанных пластов.

Так, при кустовом бурении скважин с момента проведения геофизических исследований до ввода пласта в разработку проходит время от одного до нескольких месяцев. За такой промежуток времени некоторые нефтеносные пласты из-за интенсивной выработки заводняются к моменту ввода их в разработку.

В скв. 137/11 Поточного месторождения (рис. 24) электрокаротаж в необсаженной скважине проведен 30.12.1980 г. В ре-

зультате исследований установлено, что пласт БВ₆ в интервалах глубин 2312,8—2318,4 и 2319,6—2329,2 м нефтенасыщен, в интервале глубин 2329,2—2332 м водоносен. Спустя 6 мес проведены радиометрические исследования. По данным гамма-каротажка в интервале 2312,8—2318,4 м обнаружена радиогеохимическая аномалия. Не обращая внимания на такую характеристику пласта, приняты решение перфорировать пласт БВ₆ в интервале глубин 2310,5—2325 м. При освоении пласта получен приток пластовой воды.

С целью выявления источника обводнения были проведены дополнительные исследования методами ГК, термометрии и расходомерии. Установлено, что толщина радиогеохимической аномалии расширилась до нижних границ перфорации, что свидетельствует о быстром прогрессирующем заводнении пласта. По данным термометрии и расходомерии приток воды получен из перфорированных пластов, заколонных перегородок жидкости нет. За короткий промежуток времени еще в нескольких скважинах было обнаружено заводнение пластов до ввода их в разработку. Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что если с момента проведения электрокаротажа в бурящихся скважинах до ввода пласта в разработку проходит более 1 мес, перед перфорацией пласта необходимо выполнить повторный ГК. Если при этом против продуктивных пластов проявляется радиогеохимическая аномалия, необходимо принять повторное решение о целесообразности ввода пласта в разработку.

Перфорированные пласты. В большинстве эксплуатационных скважин, пласты в которых заводняются закачиваемыми или пластовыми водами, наблюдается повышение естественной радиоактивности против перфорированных пластов. Так, на Павловской площади из 68 обводненных скважин, в которых проводились повторные измерения естественной радиоактивности, в 54 (~80 %) наблюдается повышение естественной радиоактивности. Из них в 22 скважинах пласты заводняются закачиваемой водой, в 32 — пластовой, соленой водой. В остальных 14 скважинах повышения естественной радиоактивности пластов не наблюдается. Из них в 5 скважинах пласты заводнились опресненными водами; в 9 — обводнение происходит за счет затрубной циркуляции пластовой воды между перфорированными и нижележащими водоносными пластами. Отсутствие радиогеохимических аномалий в пяти скважинах, пласты в которых заводнились опресненными водами, объясняется тем, что в процессе прохождения радиоактивной оторочки необратимой адсорбции радиоактивных солей на цементном кольце скважины не происходит. В некоторых перфорированных пластах в процессе длительной эксплуатации скважины цементный камень разрушается и выносится из интервала перфорации. Отсутствие радиогеохимической аномалии может быть вызвано и этим обстоятельством.

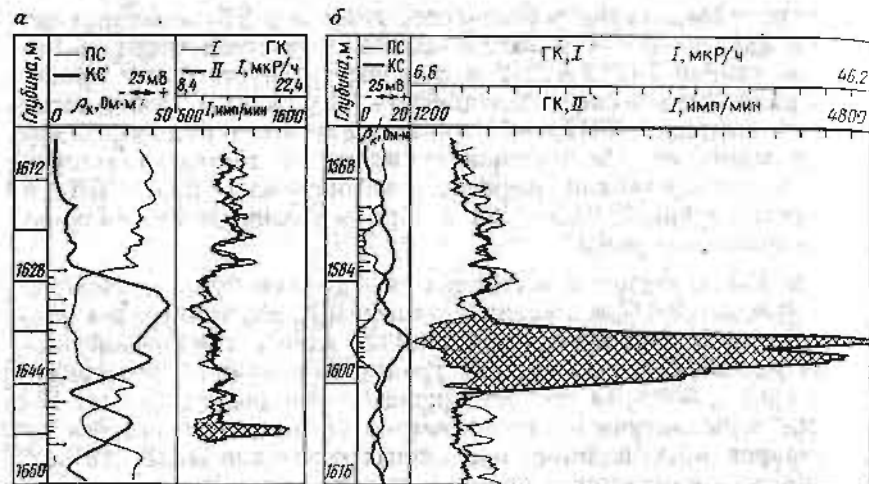


Рис. 25. Выделение заводненных пластов по данным радиохимического метода.

а — скв. 1674, б — скв. 689. Замеры: I — до обводнения пласта, II — после обводнения пласта

В перфорированных пластах, когда вся мощность вскрытых пластов отдает жидкость (воду, нефть), интервал повышения естественной радиоактивности совпадает с заводненным интервалом.

Скв. 1674 Южно-Ромашкинской площади (рис. 25, а) до обводнения фонтанировала нефтью дебитом 110—60 т/сут. После обводнения закачиваемой водой плотностью 1,06 г/см³ и при обводненности 40% скважина перестала фонтанировать. Перед изоляционными работами были проведены исследования методами ИНК и повторного ГК. По данным нейтронных методов обнаружить заводненный пласт не удалось ввиду проникновения соленой воды в пласты и опреснения пластовых вод. По данным повторного ГК нижний пласт выделяется повышенной естественной радиоактивностью, а радиоактивность верхнего пласта осталась без изменений. После цементной заливки нижнего пласта и повторной перфорации верхнего скважина начала фонтанировать безводной нефтью дебитом 40—50 т/сут.

Скв. 689 Альметьевской площади (рис. 25, б) до обводнения фонтанировала нефтью 50—60 т/сут. После обводнения пластовой водой плотностью 1,18 г/см³, когда обводненность достигала 46%, дебит снизился до 1 т/сут. По данным повторного ГК интервал 1595—1601 м выделяется повышенной радиоактивностью, связанной с заводнением пласта. После цементной заливки заводненной части пласта (забой на глубине 1592,5 м) и повторной перфорации интервала 1590,4—1592 м и верхних пластов скважина стала давать безводную нефть дебитом 10—26 т/сут.

Надежность выделения обводненных интервалов по данным радиохимического метода значительно повышается, если исследования охватывают несколько скважин, расположенных на одном участке. Путем корреляции результатов исследований по нескольким скважинам удается выделить зоны продвижения нагнетаемых вод по нефтяной залежи. Такая работа была выполнена на одном участке Южно-Ромашкинской площади. На этом участке скв. 1735, 1736, 1737 расположены в первом эксплуатационном ряду, наблюдательная скв. 5006 — между ними и нагнетательным рядом скважин. На данном участке эксплуатационный объект представлен мощными девонскими песчаниками. Указанные скважины к 1965 г. обводнились закачиваемыми опресненными водами плотностью 1,03—1,1 г/см³. При такой минерализации пластовых вод применение нейтронных методов для выделения обводненных пластов нецелесообразно. Замеры естественной радиоактивности в скважинах показали, что в них и средней, наиболее проницаемой, части песчаников произошло повышение естественной радиоактивности, связанное с обводнением пласта закачиваемыми водами. Аналогичная картина обводнения пластов отмечается по наблюдательной скв. 5006. Здесь обводненный интервал пласта выделяется низкими удельными сопротивлениями и повышенной естественной радиоактивностью.

На нефтяных месторождениях Западной Сибири радиохимический метод может быть эффективно применен для выделения заводненных интервалов и в перфорированных пластах. Для обоснования этого вывода был проведен специальный анализ.

Для анализа были использованы результаты повторных измерений ГК по 29 действующим скважинам, из которых 19 скважин отдают безводную нефть, 10 — обводненную продукцию с различным содержанием воды.

Из 10 обводненных скважин в 9 скважинах разрабатываемые перфорированные пласты отмечаются повышением естественной радиоактивности. В одной скважине против разрабатываемого пласта повышения естественной радиоактивности не отмечается. Причина обводнения в этой скважине — заколонные течи между перфорированным и нижележащими неперфорированными водоносными пластами, которые однозначно установлены по данным термометрии. По 19 безводным и 9 обводненным скважинам были определены два параметра: $(h_1/h_n) \times 100$ — относительная толщина интервала с гамма-аномалией, где h_1 — толщина интервала с гамма-аномалией в пласте; h_n — толщина нефтенасыщенного пласта; $F(b)$ — обводненность добываемой продукции.

Если между этими двумя параметрами существует линейная корреляционная связь, можно утверждать, что толщина интервала с гамма-аномалией соответствует заводненной толщине пласта.

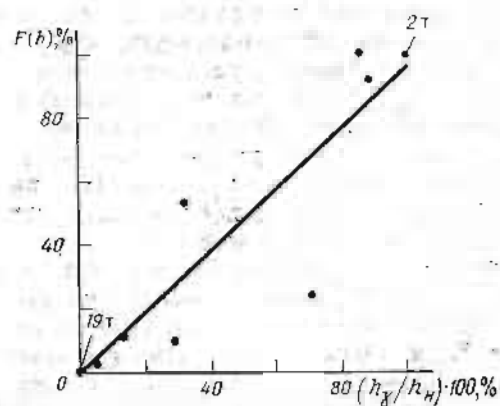


Рис. 26. Корреляционная связь между обводненностью продукции и относительной толщиной радиогеохимической аномалии в заводненном пласте.
27. 19 т — число точек с одинаковыми координатами.

На рис. 26 приведен корреляционный график между параметрами $F(h)$ и $(h_1/h_n) \cdot 100$. Коэффициент корреляции между этими величинами $r=0,95$. Следовательно, можно сделать вывод, что в разрабатываемых перфорированных пластах толщина гамма-аномалии соответствует заводненной толщине пласта.

На основе анализа эффективности радиогеохимического метода при контроле обводнения пластов было принято решение о резком увеличении объема исследований методом повторного ГК на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Этим решением предусмотрено в эксплуатационном фонде скважин 2 раза в год проводить повторный гамма-каротаж. Это мероприятие позволит определить текущие заводненные объемы нефтяных залежей и нефтеотдачу в заводненном объеме.

Главный недостаток радиогеохимического метода — гамма-аномалии в перфорированных пластах возникают не только против заводненных, но и против нефтеносных пластов. Дело в том, что при одновременной эксплуатации нескольких пластов единой сеткой скважин между пластами возникают перепады давлений. В результате отдельные пласты не отдают жидкость, а поглощают ее из ствола скважины. В таких условиях наблюдается выпадение радиоактивных солей на цементном кольце перфорированных нефтеносных пластов, которые принимают жидкость из ствола скважин.

В действующих скважинах исключение ложных гамма-аномалий из тех, которые связаны с заводненными пластами, достигается использованием данных дебитомера о работе пластов.

В простаивающих скважинах радиогеохимический метод целесообразно комплексовать с методом индикаторных растворов, позволяющим определять заводненные пласты. Для выделения пластов, заводненных закачиваемыми водами, метод индикаторных растворов реализуется в следующей последовательности. В эксплуатируемые пласты закачивают высокоминерализованную воду и проводят исследования импульсным нейтрон-

ным каротажем ИНГК. Затем пласты дренируют с помощью компрессора. Дренаживание продолжают до полного удаления из пластов закачанной минерализованной воды и получения на устье скважины опресненной пластовой воды. В конце дренажирования проводят повторные исследования ИНК. В результате дренажирования высокоминерализованная вода замещается опресненной и заводняемые пласты выделяются приращением показаний ИНК между двумя замерами. В скважинах, продукция которых обводнена на 95 % и более, этот метод дает хорошие результаты.

На рис. 22, б приведены результаты исследований по скв. 702: Павловской площади комплексом, включающим радиогеохимический метод и метод индикаторных растворов. С 1958 по 1968 г. скважина давала безводную нефть дебитом от 43 до 200 т/сут. Обводнение скважины началось с 1958 г., а в 1970 г. содержание воды достигло 95 % при плотности 1,18—1,14 г/см³. В результате исследований методом индикаторной жидкости было установлено, что нижний перфорированный пласт заводнился по всей толщине. На основании этих данных пласт был отключен путем цементной заливки и все верхние пласты были повторно вскрыты перфорацией. В течение последних двух лет скважина дает безводную нефть с средним дебитом 19 т/сут.

Измерение естественной радиоактивности показало, что как нижний заводненный, так и верхние нефтенасыщенные пласты отличаются повышенной радиоактивностью.

В скважинах, отдающих нефть с водой, метод индикаторных растворов может привести к ошибочным результатам. При закачке соленая вода может проникать как в заводненную, так и в нефтенасыщенную части пласта. Затем при дренажировании пласта соленая вода может замещаться нефтью и опресненной водой. В результате нефтеотдающий интервал можно принять за заводненный пласт. Однако нефтеотдающие интервалы не отличаются повышенной радиоактивностью. Таким образом, комплексирование метода индикаторных растворов с радиогеохимическим методом позволит выделить заводненные, нефтеотдающие и неработающие интервалы в простаивающих скважинах.

Следует учесть, что применение данной модификации метода индикаторных растворов связано с большими материальными затратами. Поэтому этот комплекс целесообразно применять только в наиболее сложных случаях.

В некоторых скважинах против перфорированных пластов, отдающих в момент исследования безводную нефть, наблюдаются радиогеохимические аномалии. Тщательный анализ показывает, что в продукции этих скважин периодически появлялась вода в количестве до 1—5 %. В дальнейшем заводненными в первую очередь оказываются такие пласты. Таким образом, выпадение радиоактивных солей в этих скважинах происходит при периодическом появлении воды в продукции. Многочисленные исследования по закачке меченой жидкости показывают, что

в фильтрационном потоке жидкости в пласте всегда присутствует высокоскоростная компонента, которая появляется в наблюдательных скважинах периодически. Появление радиогеохимических аномалий в пластах, отдающих безводную нефть, может быть обусловлено только периодическим появлением закачиваемых или краевых вод в фильтрационном потоке нефти. Нет никаких теоретических или экспериментальных данных, на основе которых можно было бы допустить выпадение радиобарита на цементном кольце скважины при контакте его с безводной нефтью.

ПРИМЕНЕНИЕ РАДИОГЕОХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ И ЗАТРУБНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ

При разработке нефтяных месторождений с применением законтурного и внутриконтурного заводнения эффективное использование энергии закачиваемой воды приобретает важное народнохозяйственное значение. Достаточно указать, что затраты на поддержание пластового давления составляют 20% от всех затрат, определяющих себестоимость нефти.

При законтурном заводнении нефтяной залежи потери нагнетаемой воды неизбежны. При этом проектом разработки предусматривается потеря 30—40% нагнетаемой воды за счет ухода ее за пределы залежи. При внутриконтурном заводнении нефтяной залежи также существует возможность перетока нагнетаемой воды за пределы нефтяной залежи. Дело в том, что нефтяная залежь всегда имеет гидродинамическую связь с нижележащими водоносными горизонтами. Такая связь возникает за счет выклинивания глинистых прослоев и слияния нефтеносного пласта с нижележащими водоносными пластами. Каналами связи являются также затрубные сообщения между нефтеносными и водоносными пластами в нагнетательных и эксплуатационных скважинах, возникающие в результате некачественного цементирования скважин.

Контроль движения нагнетаемых вод за пределы нефтяной залежи осуществляется комплексными гидрогеологическими и гидродинамическими исследованиями в пьезометрических скважинах. Комплекс включает систематические замеры пластового давления, отбор глубинных проб пластовой воды и ее химический анализ. Изменения пластового давления и химического состава пластовой воды свидетельствуют о взаимодействии водоносных горизонтов с нефтяной залежью. Однако существующий фонд пьезометрических скважин и их расположение на нефтяных месторождениях не обеспечивают надежный контроль за движением нагнетаемых вод за пределы нефтяной залежи.

Дополнительную информацию о движении нагнетаемых вод за пределы нефтяной залежи, в частности для выявления пере-

токов закачиваемой воды из пластов D_1 в пласт D_{II} Ромашкинского месторождения, дает радиогеохимический метод.

Известно, что на Ромашкинском нефтяном месторождении существует гидродинамическая связь между нефтеносным D_1 и водоносным D_{II} горизонтами. В условиях разработки месторождения с применением внутриконтурного заводнения к таким участкам приурочены перетоки пресной закачиваемой воды между пластами. Такие факты отмечены, например, на участках пьезометрических скв. 208, 3419, 498, в которых гидрогеологическими исследованиями установлено некоторое опреснение пластовой воды горизонта D_{II} . Вместе с нагнетаемыми водами возможны перетоки нефти в водоносные пласты.

Принципиальная возможность применения радиогеохимического метода для определения перетока нагнетаемой воды из нефтеносного пласта в нижележащие водоносные пласты основывается на следующих представлениях. Как было показано выше, в процессе вытеснения нефти водой в передней части фронта вытеснения возникает радиоактивная оторочка пластовых вод. Если фронт вытеснения достигает места гидродинамической связи между пластами, возникают условия для перетока пластовых вод, обогащенных естественными радиоактивными элементами, в нижележащий водоносный пласт. Движение радиоактивной оторочки по водоносному пласту вызывает изменение концентрации естественных радиоэлементов в пласте: с одной стороны, повышается концентрация радиоэлементов в пластовых водах, с другой — эти элементы адсорбируются на поверхности цементного кольца скважины. В результате участки водоносных пластов, в которых идет замещение пластовых вод водами вышележащих нефтеносных пластов, отмечаются аномальным повышением естественной радиоактивности.

Повышения естественной радиоактивности следует ожидать и против пластов, в которых идет замещение пластовых вод поверхностными пресными водами. В такой обстановке нет условий (источников), для обогащения пластовых вод радиоактивными элементами. Изменение концентрации радиоактивных элементов в прискважинной зоне пласта может идти за счет других процессов. Так, при смещении пластовых и поверхностных пресных вод радий и барий пластовой воды вступают в химическое взаимодействие с сульфатами поверхностной воды и переходят в тонкокристаллическое состояние, образуя радиоколлоидные растворы. Под действием энергии нагнетаемых вод пластовые и смешанные воды находятся в интенсивном движении. При обтекании водами цементного кольца скважин в результате электрокинетических и, возможно, чисто механических процессов коллоидные частицы радиобарита осаждаются на поверхности цементного кольца. Таким образом, цементное кольцо скважины может играть роль накопителя радиоактивных солей в прискважинной зоне.

В многочисленных эксплуатационных скважинах действительно наблюдается повышение естественной радиоактивности против пластов, в которых идет замещение пластовых вод нагнетаемыми пресными водами. Однако строго дифференцировать причины возникновения повышенной радиоактивности против таких пластов трудно, поскольку нет надежных данных о том, что нагнетаемые воды фильтруются только по водонасыщенной части пласта. В условиях внутриконтурного заводнения поверхностные воды при фильтрации от линии нагнетания до зоны отбора могут пройти достаточно большое расстояние по нефтенасыщенной части пласта. В этой обстановке, как было показано выше, создаются условия для обогащения нагнетаемых вод радиоактивными элементами. Поэтому вопрос изменения концентрации радиоактивных элементов в пластах, в которых происходит замещение пластовых вод нагнетаемыми водами, остается дискуссионным, и для его разрешения требуются специальные эксперименты.

С целью изучения перетоков жидкости между пластами D_1 и D_{II} Ромашкинского месторождения исследования ГК против пласта D_{II} к настоящему времени проведены в 50 скважинах. Из них в 11 скважинах отмечено повышение интенсивности гамма-излучения в пласте D_{II} . Большинство скважин (709, 840, 3202, 3205, 3219, 3242, 3286, 5016) расположены на трех участках Абдрахмановской площади. Остальные скважины (671, 1652, 1784) расположены на двух участках Южно-Ромашкинской площади. К этим участкам обычно тяготеют и зоны слияния пластов D_1 и D_{II} .

На рис. 27 приведены результаты исследований гамма-каротажем трех скважин, в которых наблюдается повышение естественной радиоактивности в пласте D_{II} .

Принципиальную возможность применения радиогеохимического метода необходимо было подтвердить непосредственным испытанием и комплексным исследованием интервалов повышенной радиоактивности. В качестве опытного объекта была выбрана пьезометрическая скв. 840 Абдрахмановской площади, в которой проведенными ранее гидрогеологическими исследованиями было установлено опреснение пластовой воды у интервала перфорации.

В скв. 840 горизонт D_{II} представлен (по данным бокового электрического зондирования) водоносными песчаниками. По типсометрической отметке кровля пласта D_{II} находится ниже уровня водонефтяного контакта. Пласт D_{II} здесь перфорирован в интервале 1768—1788 м. Минерализация воды в скважине во времени монотонно понижается. Если в феврале 1958 г. плотность ее у интервала перфорации составляла $1,1882 \text{ г/см}^3$, то в сентябре 1961 г. — $1,1823 \text{ г/см}^3$, а в июне 1964 г. — $1,1742 \text{ г/см}^3$. В 1965 г. в скв. 840 проводились комплексные гидрогеологические и геофизические исследования (ГК, ИННК, НГК, НККт).

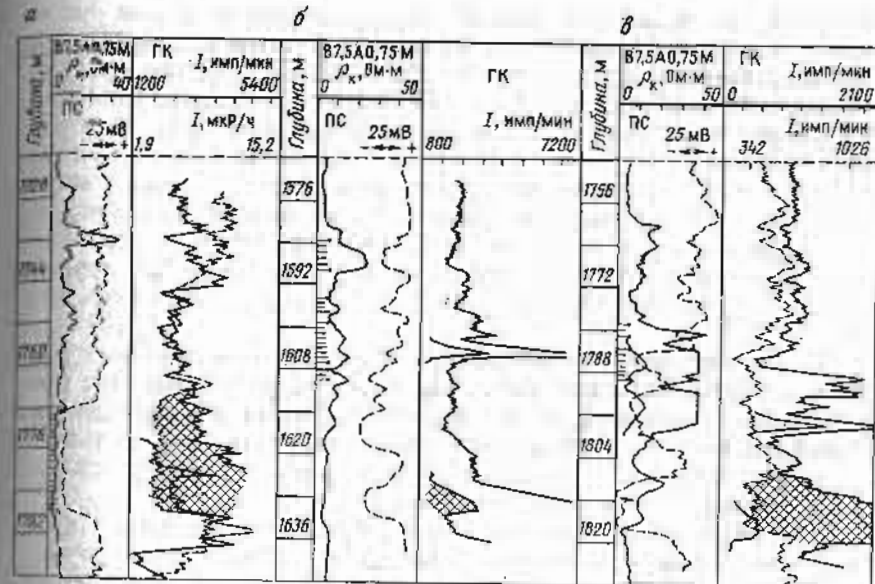


Рис. 27. Выделение перетоков закачиваемой воды в водонасыщенные пласты по данным радиогеохимического метода. Скважины: а — 840, б — 1652, в — 709

Гамма-каротаж выявил заметное повышение интенсивности гамма-излучения по сравнению с фоновым в апреле 1956 г.

При проведении гидрогеологических исследований в декабре 1965 г. было обнаружено, что ствол скважины в интервале 254—394 м заполнен нефтью, ниже — водой и водонефтяной эмульсией. Плотность воды монотонно увеличивается с глубиной: от $1,0407 \text{ г/см}^3$ на глубине 300 м до $1,1684 \text{ г/см}^3$ у интервала перфорации.

В феврале 1966 г. в скважину были спущены насосно-компрессорные трубы и она была освоена компрессором. При этом получена водонефтяная эмульсия с плотностью воды $1,113 \text{ г/см}^3$. По данным ТатНИПИнефти (А. Ф. Гильманшин) плотность нефти $0,8734 \text{ г/см}^3$, а коэффициент светопоглощения равен 530. Таким образом, повышение естественной радиоактивности в пласте D_{II} в опытной скв. 840 связано с опреснением пластовой воды за счет перетока пресных вод из горизонта D_1 . Появление нефти из заведомо водоносного пласта свидетельствует о том, что вместе с нагнетаемой водой происходит и переток пластовой нефти.

Результаты опытных работ по скв. 840 дают основание предполагать, что повышение естественной радиоактивности и в других скважинах связано с опреснением пластовой воды. Однако испытание пласта D_{II} в других скважинах по разным причинам еще не проведено.

Дальнейшие исследования с целью выявления новых участков и оконтуривания ранее выявленных затрудняется тем, что

пласт D_{II} во многих скважинах перекрыт цементом или забойными осадками. Между тем, проведение замеров естественной радиоактивности против пласта D_{II} в эксплуатационных скважинах позволило бы без больших затрат достаточно точно обнаружить место перетока жидкости между пластами D_I и D_{II} . При обнаружении таких мест можно было бы наметить мероприятия для предотвращения перетока. Одно из таких мероприятий — форсированный отбор нефти из пласта D_I в зоне перетока жидкости между пластами для того, чтобы предотвратить переток нагнетаемых вод или создать обратный переток пластовых вод из горизонта D_{II} в разрабатываемую залежь пласта D_I .

Появление радиогеохимических аномалий в водоносных пластах, которые залегают выше или ниже разрабатываемых продуктивных пластов, отмечается и на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Есть все основания допускать, что это явление обусловлено теми же причинами, которыми оно обусловлено на нефтяных месторождениях Татарии.

Затрубное движение жидкости в скважинах возникает в результате нарушения изоляции между пластами. В эксплуатационных скважинах наиболее распространено сообщение перфорированных нефтеносных пластов с нижележащими водоносными пластами.

В настоящее время для выявления перетока жидкости между пластами по заколонному пространству широко применяется закачка индикаторной жидкости, например жидкости, активированной радиоактивными изотопами. Кроме этого прямого метода используются косвенные методы, позволяющие делать заключения относительно факта перетока между пластами с той или иной степенью надежности. К таким методам относятся методы, изучающие состояние цементного изоляционного стакана (качество цементирования, осолонение цементного камня) с помощью акустического цементомера, гамма-дефектомера, комплекса НГК и НКК. Широко применяются активационные методы выявления мест перетоков жидкости между пластами. С этой целью производится активация нейтронами содержащихся в воде элементов и регистрируется пространственное распределение образующейся искусственной радиоактивности.

Ни один из известных методов не является универсальным и пригодным для определения мест перетока жидкости в различных условиях. Поэтому выявление затрубного движения жидкости трудоемко и довольно сложно.

В благоприятных условиях задача обнаружения перетока жидкости между пластами решается просто — за мерами естественной радиоактивности. Необходимое условие применения замеров естественной радиоактивности для решения указанной задачи — повышение концентрации радия в водоотдающем пласте. Это условие выполняется, если водоотдающий пласт обводняется нагнетаемыми или краевыми водами. Повышение concentra-

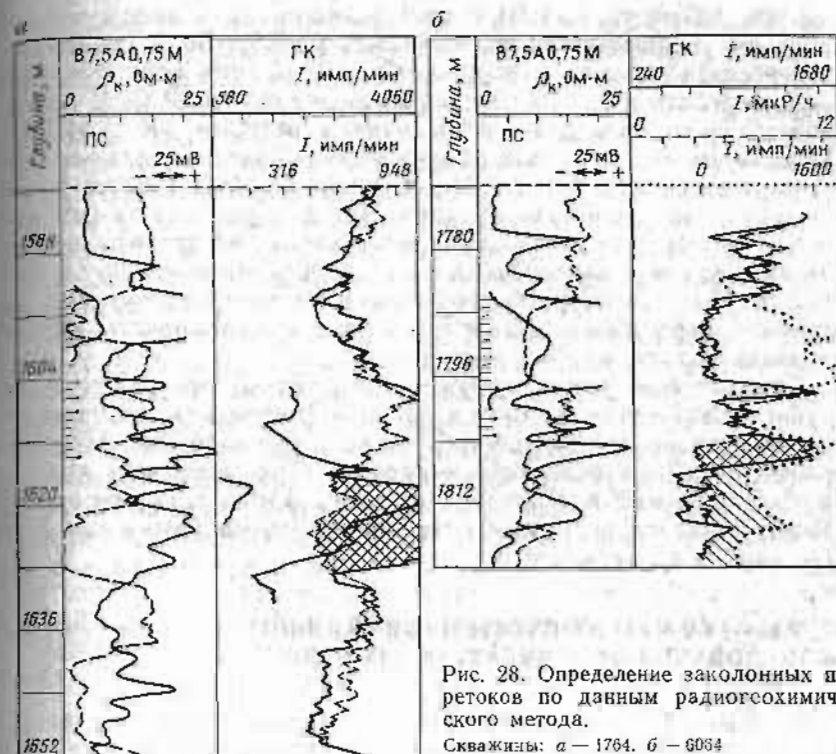


Рис. 28. Определение заколонных перетоков по данным радиогеохимического метода.

Скважины: а — 1764. б — 6064

ции радия в водах превращает их в природную меченую жидкость, движение которой по заколонному пространству сопровождается выпадением радия на поверхности цементного изолирующего стакана.

При замере естественной радиоактивности наличие перетока жидкости проявляется в повышении интенсивности гамма-излучения в водоотдающем пласте и заколонном пространстве от пласта-источника до нижних дыр перфорации пласта-приемника.

На рис. 28 приведены примеры успешного определения мест перетока воды из нижних неперфорированных пластов по заколонному пространству до нижних перфорационных отверстий. Здесь неперфорированные пласты с водонефтяным контактом обводнены за счет подтягивания краевых вод, о чем свидетельствует повышение естественной радиоактивности в них от подошвы до кровли. Обводнение этих пластов подтверждается и нейтронными методами. От кровли неперфорированных пластов повышение естественной радиоактивности распространяется до подошвы перфорированных пластов. В скв. 1764 наличие затрубной циркуляции подтверждается результатами эксплуатации, а в скв. 6064 — закачкой радиоактивных изотопов и результатами изоляционных работ. Скважина 1764 фонтанирует нефтью деби-

том 70—100 т/сут. С 1964 г. содержание воды в нефти практически не увеличивается и составляет 3—5 %. Вода по данным химического анализа пластовая. Скважина 6064 фонтанировала нефтью дебитом до 100 т/сут при обводненности 20 %. В январе 1965 г. были проведены исследования методом ГК и ИННК. По данным этих методов обнаружено обводнение нижнего перфорированного пласта. По данным ГК был сделан вывод о наличии затрубной циркуляции. Закачка радиоактивных изотопов подтвердила этот вывод. Затем была произведена цементная заливка под давлением и забой был установлен на глубине 1804 м. После повторной перфорации ранее существующих интервалов перфорации скважина начала фонтанировать нефтью дебитом 35 т/сут при обводненности 3,8 %.

Следует еще раз подчеркнуть, что задача обнаружения затрубного движения жидкости радиогеохимическим методом решается только в том случае, когда пласт-источник обводнен красвыми или нагнетаемыми водами. При перетоках нижних или подошвенных вод изменения концентрации радия не наблюдается и задача не может быть решена путем измерения естественной радиоактивности.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЧИСТКИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ РАДИОАКТИВНЫХ СОЛЕЙ

Вопросы очистки скважинного оборудования от выпавших радиоактивных солей не относятся к геофизической проблеме. Однако контроль за выпадением этих солей и эффективностью очистки оборудования осуществляется геофизическими мероприятиями. Поэтому представляется необходимым ознакомить геофизиков с физическими основами выпадения радиоактивных солей в скважинах и методами их очистки. В некоторых случаях приходится прибегать к очистке внутренней полости обсадной колонны от радиоактивных солей, чтобы надежно выделить радиогеохимические аномалии против обводненных пластов.

Отложения минеральных солей в нефтяных скважинах хорошо известно в нефтепромысловой практике. В зависимости от химического состава пластовых и закачиваемых вод наблюдается выпадение карбонатов кальция, сульфатов кальция и бария. В отдельных нефтяных районах минеральные соли частично или полностью забивают внутренние полости глубинных насосов, насосно-компрессорных труб, наземных трубопроводов и серьезно осложняют эксплуатацию скважин.

В условиях нефтяных месторождений Татарии выпадение радиобарита наблюдается в электроцентробежных насосах (ЭЦН), на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб толщиной 2—3 м и на дне поверхности резервуаров. Обсадная колонна, электродвигатель и протектор бывают свободны от солевых отложений.

В обводненных скважинах объединения «Ставропольнефтегаз» отложение радиобарита в лифтовых трубах происходит от башмака до устья скважины. Толщина осадка составляет 10—15 мм, а иногда осадок полностью забивает сечение труб. В результате сотни километров насосно-компрессорных труб выводятся из строя и находятся в специальных базах консервации.

Выпадение взвешенных частиц радиобарита из водонефтяной эмульсии определяется изменением термодинамических условий движения потока от забоя к устью скважины, характером движения потока жидкости и ее физико-химическими свойствами.

На нефтяных месторождениях Татарии наблюдающиеся перепады температур и давлений не могут привести к существенному изменению растворимости сульфата бария (см. рис. 18) и, следовательно, эти факторы второстепенны.

Строго локализованное выпадение радиобарита в нефтяных скважинах, например, выше фильтра глубинного насоса, где резко меняется характер движения жидкости и начинают проявляться центробежные явления, дает основание предполагать, что эти факторы в основном определяют осаждение взвешенных частиц радиобарита в глубинных насосах и насосно-компрессорных трубах. Так, при подъеме водонефтяной эмульсии с кинематической вязкостью $\nu = 50 \text{ мм}^2/\text{с}$ и дебитом $160 \text{ м}^3/\text{сут}$ безразмерное число Рейнольдса для труб диаметром 51 мм выше, а для труб диаметром 146 мм ниже критического его значения для круглых труб. В реальных условиях вязкость и расход водонефтяной эмульсии значительно отличаются от приведенных средних значений. Несмотря на это, в большинстве скважин, эксплуатирующихся ЭЦН, в обсадной колонне наблюдается ламинарное, а в насосно-компрессорных трубах турбулентное движение.

При ламинарном вертикальном движении водонефтяной эмульсии у взвешенных частиц радиальных перемещений нет, если не считать перемещения за счет теплового движения. Поэтому они не могут вступить в сцепление с поверхностью обсадной колонны. При турбулентном вертикальном движении жидкости взвешенные частицы приобретают радиальную составляющую скорости и, сталкиваясь с поверхностью трубы, вступают в сцепление с ней.

Другой важный фактор, ускоряющий осаждение взвешенных частиц радиоактивных солей, — центробежный эффект в ЭЦН. Известно, что скорость погружения частиц в жидкость, определяемая формулой Стокса, при прочих равных условиях линейно зависит от ускорения свободного падения. В глубинных насосах центробежные ускорения достигают 600—2400 g, следовательно, скорость осаждения частиц в центробежном поле ЭЦН увеличивается в 600—2400 раз по сравнению со скоростью осаждения частиц только под действием силы тяжести. В данном случае центробежный электронасос играет роль центрифуги, ускоряющей

щей осаждение взвешенных частиц. В условиях нефтяных месторождений Ставропольского края при движении потока происходит значительное падение температуры и давления. Это приводит к повышению концентрации нерастворимых компонентов бария и радия в водонефтяной эмульсии, так как снижение давления и температуры снижает растворимость сульфата бария. Выпадение радиобарита только в насосно-компрессорных трубах, в которых реализуется турбулентное движение жидкости, дает основание считать, что характер движения жидкости определяет механизм формирования солевых отложений.

В связи с интенсивным выпадением радиобарита на подземном и наземном оборудовании скважин возникла необходимость оценки радиационной обстановки при работе на таких скважинах и очистки скважинного оборудования от радиоактивных солей.

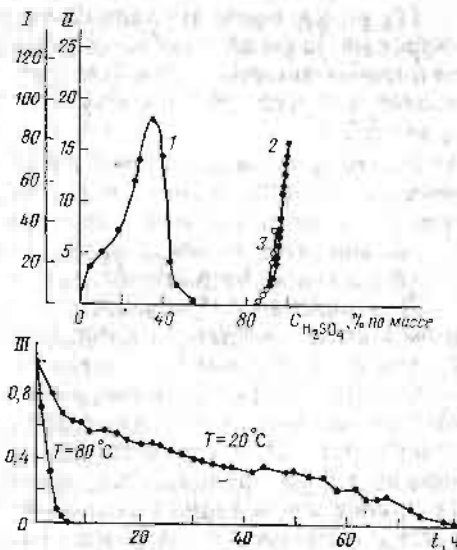
Автором совместно с представителями Ленинградского института радиационной гигиены и Татарской республиканской санэпидстанции была изучена радиационная обстановка при ремонте скважин, в которых наблюдалось наиболее интенсивное выпадение радиобарита. Установлено, что при соблюдении санитарных норм и техники безопасности, существующих в нефтяной промышленности, полностью исключается возможность как внешнего переоблучения, так и попадания радиоизотопов внутрь организма выше предельно допустимых уровней.

Выпадение радиобарита приводит к потере напора и преждевременному уходу из строя центробежного насоса, при этом несколько уменьшается сечение насосно-компрессорных труб, но это заметно не препятствует подъему жидкости. Поэтому на данной стадии проявления этого процесса насосно-компрессорные трубы можно использовать для производственных целей без очистки радиоактивных солей. В нефтяных районах Ставропольского края радиобарит частично или полностью забивает внутреннее сечение насосно-компрессорных труб. В этих условиях появляется необходимость очистки их от солей. На нефтяных месторождениях Татарской ССР для увеличения нефтеотдачи пластов в промышленных масштабах применяют закачку в пласты концентрированной серной кислоты. Это резко повышает интенсивность выпадения сернокислых солей бария, радия и других щелочноземельных элементов в нефтяных скважинах. В связи с этим был разработан метод очистки скважинного оборудования от радиобарита.

Известно, что сернокислый барий растворяется в щелочных растворах комплексона III и в концентрированной серной кислоте.

Комплексон III представляет собой двунариевую соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (трилон Б), которая превращается в четырехнариевую путем растворения в избытке соли или щелочи. При действии четырехнариевой соли на $BaSO_4$ образуется растворимый комплекс. Устойчивость комплекса за-

Рис. 29. Результаты экспериментальных исследований растворимости железа, сульфата бария и радиобарита в серной кислоте. I — скорость коррозии стали в $г/(м^2 \cdot ч)$; II — растворимость $BaSO_4$ и радиоактивного осадка в % по массе раствора; III — радиоактивность трубы в $св. ед.$ (1 — сталь; 2 — сульфат бария; 3 — радиобарит; 4 — время полного растворения радиобарита в серной кислоте при различной температуре)



висит от pH раствора и повышается в щелочных средах. При существующих ценах применение трилона Б для очистки скважинного оборудования от минеральных солей невыгодно.

Другим растворителем сульфата бария является концентрированная серная кислота. На рис. 29, а приведена кривая растворимости сульфата бария от концентрации серной кислоты при температуре 25 °С.

Сульфат бария начинает растворяться, если концентрация водного раствора серной кислоты превышает 83,2 % по массе. С увеличением концентрации водного раствора серной кислоты растворимость сульфата бария быстро растет и для 100 %-й серной кислоты составляет 15,89 % по массе. Для 96 %-й технической серной кислоты растворимость сульфата бария составляет 7,29 % по массе.

Кривые растворимости сульфата бария и радиоактивного осадка из скв. 1135 Павловской площади (см. рис. 29, а) имеют одинаковый вид; растворимость радиоактивного осадка для 96 %-й серной кислоты составляет 7,5 % по массе. Если снизить концентрацию водного раствора серной кислоты ниже 83 % по массе весь растворенный сульфат бария и радиоактивные соли выпадут в осадок.

Практически важной является способность концентрированной серной кислоты не вступать во взаимодействие с железом. Из рис. 29 видно, что коррозионная способность стали с увеличением концентрации серной кислоты сначала повышается, проходит через максимум, затем падает, а при концентрации 60 % и более сталь не растворяется в ней.

Из результатов исследования по определению времени растворения радиоактивного осадка в 96 %-й серной кислоте при различных температурах (см. рис. 29, б) видно, что при $t=20^\circ\text{C}$ полная очистка трубы наступает через 80 ч, а при $t=80^\circ\text{C}$ — через 5,5 ч.

Таким образом, водный раствор серной кислоты с концентрацией 83 % и выше селективно растворяет радиоактивный осадок и не вызывает коррозии скважинного оборудования. С повышением температуры кислоты быстро возрастает скорость растворения радиоактивного осадка.

Для очистки от радиоактивного загрязнения глубинного насоса и колонны насосно-компрессорных труб длиной 1000 м требуется 8—10 т серной кислоты.

Очистку колонны насосно-компрессорных труб от радиоактивного осадка лучше всего производить после подъема их на поверхность. Для термохимической обработки насосно-компрессорные трубы предлагается уложить в емкость, залить их концентрированной серной кислотой и вести подогрев серной кислоты с помощью передвижной паровой установки. В процессе подогрева необходимо поддерживать медленную циркуляцию кислоты в емкости с помощью агрегатов для перевозки и закачки кислоты. Конструкция емкости, следовательно, должна обеспечивать возможность оперативной погрузки и разгрузки колонны насосно-компрессорных труб, подогрева кислоты и исключать разбавление кислоты атмосферными осадками.

После термохимической обработки труб загрязненную кислоту из емкости перекачивают в кислотовозы и закачивают в нагнетательные или поглощающие скважины. В процессе закачки для исключения разбавления кислоты и предотвращения коррозии обсадных труб до и после закачки кислоты в скважину закачивают дизельное топливо или безводную нефть. Затем кислоту, изолированную масляными подушками, продавливают в пласт технической водой. В пласте серная кислота разбавляется и радиоактивные соли выпадают в осадок. По такой схеме проводится очистка скважинного оборудования в ПО «Татнефть» и «Ставропольнефтегаз».

3.2. МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНК

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНК, АЛГОРИТМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ НЕЙТРОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК), разработанный в СССР и США, получил широкое применение в нефтепромысловой геофизике [25]. После методов электрокаротажа разработка и внедрение ИНК является наиболее крупным успехом в

развитии промысловой геофизики. Это объясняется тем, что измеряемые при ИНК нейтронные характеристики пласта количественно связаны с важнейшими петрофизическими параметрами пласта: пористостью и нефтенасыщенностью.

При ИНК измеряют пространственно-временное распределение плотности тепловых нейтронов или интенсивности гамма-излучения радиационного захвата от импульсного источника нейтронов и определяют нейтронные параметры пластов: длину замедления L_s , коэффициент диффузии D , среднее время жизни тепловых нейтронов τ . Функция распределения плотности тепловых нейтронов в однородной среде от импульсного источника тепловых нейтронов имеет вид [25]

$$n(z, t) = \frac{Q}{(4\pi M_n^2)^{3/2}} \exp\left[-\frac{t}{\tau} - \frac{z^2}{4M_n^2}\right], \quad (3.9)$$

где Q — число нейтронов, испускаемых источником в единицу времени; t — время; z — расстояние от источника до индикатора тепловых нейтронов (длина зонда); $M_n^2 = L_s^2 + Dt$ — длина миграции нейтронов.

По измерениям нестационарного поля тепловых нейтронов на различных t и z определяют параметры τ , D и L_s . При измерении временного затухания плотности тепловых нейтронов на двух зондах z_1 и z_2 можно получить параметр

$$M_n^2(t) = L_s^2 + Dt = \frac{z_2^2 - z_1^2}{4 \ln[n(z_1t)/n(z_2t)]}, \quad (3.10)$$

линейно зависящий от времени t .

Параметры прямой (3.10) однозначно связаны с нейтронными характеристиками среды D и L_s . Для определения τ выражение (3.9) записывают в виде

$$n(z, t) \times M_n^2 \exp[z^2/4M_n^2] = A \exp[-t/\tau], \quad (3.11)$$

где $A = \text{const}$. Это так называемая методика определения полных нейтронных характеристик среды с помощью двухзондового варианта ИНК.

Важный параметр среды τ можно определить и по измерениям временного распределения плотности тепловых нейтронов на одном зонде. В этом случае формулу (3.9) можно переписать:

$$n(z, t) = B \exp[-t\lambda_n(\tau, z, k_n, t)], \quad (3.12)$$

где $B = \text{const}$;

$$\lambda_n(\tau, z, k_n, t) = \frac{1}{\tau_n} + \Delta\lambda(z, k_n, t), \quad (3.13)$$

$\Delta\lambda(z, k_n, t)$ — поправка, получаемая из расчетов или опытов.

В системе скважина — пласт пространственно-временное распределение плотности нейтронов носит более сложный харак-

тер. По данным Поляченко А. Л. функции распределения плотности тепловых нейтронов в однородной среде и в системе скважина—пласт при временах, больших асимптотического t_{ac} , имеют связь

$$n(z, t) = n_{ac}(z, t) [1 + s(z, t)], \quad (3.14)$$

где $s(z, t)$ — функция влияния скважины; при $t > t_{ac}$ $s(z, t) \rightarrow 0$

На основании таких представлений функция (3.9) для цилиндрической геометрии скважина—пласт записываем в виде

$$n(z, t) = \frac{C \exp \left[-\frac{t}{\tau_{пл}} - \frac{z^2}{4(Dt + L_3^2)} \right]}{(D_{пл}t + L_3^2)^{3/2}}, \quad (3.15)$$

где C — const.

Обработку результатов измерений $n(z, t)$ двумя или одним зондом при временах $t > t_{ac}$ с целью определения диффузионных характеристик пласта $\tau_{пл}$, $D_{пл}$, L_3 проводят по алгоритмам, описанным выше для однородных сред.

Нестационарное поле гамма-излучения, возникающее при радиационном захвате тепловых нейтронов, в основном определяется пространственно-временным распределением тепловых нейтронов. В системе скважина—пласт регистрация гамма-излучения радиационного захвата (ИНГК) по сравнению с регистрацией тепловых нейтронов (ИННК) является предпочтительной. Дело в том, что соленость скважинной жидкости и цемента практически не влияет на распространение гамма-излучения, а для тепловых нейтронов эти среды являются сильными поглотителями. В такой среде кривые временного спада ИННК выходят на асимптотическое время t_{ac} на больших задержках. Ввиду низкой статистики на больших временах задержки точность определения $\tau_{пл}$ при ИННК снижается. Преимущество ИНГК по сравнению с ИННК проявляется в основном при уменьшении диаметра скважинных генераторов нейтронов.

В случае применения ИНГК появляется необходимость учета фона гамма-излучения наведенной активности на ядрах различных элементов, главным образом на ядрах кислорода ^{16}O . Для уменьшения фона и корректного учета его требуются источники нейтронов с ограниченной частотой посылки нейтронных импульсов, но с большим выходом нейтронов в импульсе. Частота посылки нейтронных импульсов определяется временем полного затухания гамма-излучения радиационного захвата.

В методе ИНГК для изучения разрезов скважин, представленных осадочными породами, частота излучения нейтронов не должна превышать 200—250 Гц. При больших выходах нейтронов в импульсе временные спектры на малых задержках искажаются перегрузками измерительной системы. В результате по-

является необходимость корректировки временных спектров за мертвое время измерительной аппаратуры. При прямой передаче импульсов информации корректировка временных спектров за мертвое время измерительной аппаратуры проводится по известной схеме:

$$N_i^0 = N_i (1 + TN_i / f \Delta t), \quad (3.16)$$

где N_i^0 , N_i — соответственно исправленное и измеренное число импульсов во временном окне Δt за время набора t ; f — частота запуска нейтронной трубки; T — мертвое время аппаратуры.

При такой системе передачи информации наблюдается сильное искажение временных спектров за счет наложения сигналов друг на друга. Восстановить истинную картину временных спектров по алгоритму (3.16) не всегда удается. Поэтому в последнее время в ПО «Татнефтегеофизика» (Л. Н. Воронков, А. А. Ильин, Ю. М. Малыгин) разработаны импульсные генераторы нейтронов с введением схемы разравнивания, что позволяет проводить коррекцию временных спектров по устойчивым алгоритмам. Сущность схемы разравнивания состоит в том, что передача сигнала в счетную схему проводится не сразу после его появления, а с приходом короткого разрешающего строба. Для этого в состав счетной схемы вводят генератор стробов и промежуточную память требуемого объема. Корректировка временных спектров с введением схемы разравнивания с периодическим или аperiodическим опросом производится соответственно по алгоритмам

$$N_i^0 = -\frac{(\Delta t - 3)ft}{\tau} \ln \left[1 - \frac{N_i \tau}{(\Delta t - 3)ft} \right]; \quad (3.17)$$

$$N_i^0 = \frac{N_i^0}{N_i^0 \tau + \exp[-N_i^0 \tau]}, \quad (3.18)$$

где τ — период опроса в схеме разравнивания.

При введении поправок за мертвое время аппаратуры по алгоритмам (3.16)—(3.18) и вычитание фона наведенной активности определение параметра $\tau_{пл}$ по измеренным временным спектрам ИНГК в области времен, больших асимптотического, производится методом наименьших квадратов. Диффузионная поправка $\Delta n(z, k_n, t)$ в измеренное значение $\tau_{пл}$ вводится по известной методике. На базе таких алгоритмов составлены программы для автоматической обработки временных спектров на ЭВМ.

Для измерения $\tau_{пл}$ существует несколько типов аппаратуры ИНК. Импульсные генераторы нейтронов ИГН-4, ИГН-6, ГНК-32 с наружным диаметром 80, 42 и 32 мм, позволяющие проводить исследования методами ИННК и ИНГК, выпускаются КОЭЗГП. В ПО «Татнефтегеофизика» совместно с ВНИИ НПГ разработан термостойкий двухзондовый импульсный генератор нейтронов

с введением схемы разравнивания. Этот генератор позволяет одновременно измерять $\tau_{пл}$ и $D_{пл}$.

До последнего времени существующей аппаратурой ИНК измерение полных временных спектров производилось с остановкой прибора против интересующих участков пласта. Запись временных спектров выполнялась вручную. Такая технология измерения нейтронных параметров пласта малопроизводительна. При визуальном считывании и ручной записи временных спектров неизбежны случайные ошибки.

В последние годы в ПО «Запсибнефтегеофизика» и «Татнефтегеофизика» в эксплуатации находятся цифровые регистраторы временных спектров с выводов информации на магнитные или перфорационные ленты, пригодные для непосредственного ввода информации в ЭВМ. В ПО «Запсибнефтегеофизика» временные спектры выводятся с анализатора «Десна» на магнитный носитель «АЦРК — Тюмень». Цифровой регистратор, применяемый в ПО «Татнефтегеофизика», включает в себя два временных 16-канальных анализатора и блок согласования, позволяющие выводить информацию на ленточные перфораторы или на магнитофон. Применение цифровых регистраторов показало возможность полной автоматизации измерений и обработки параметра $\tau_{пл}$ с использованием однозондового и двухзондового вариантов ИНК. Цифровой регистратор ИНК разработан сотрудниками ПО «Татнефтегеофизика», ВНИИЯГГ (теперь ВНИИ-Геоинформсистем) и КОЭЗГП (Л. Н. Воронков, А. А. Ильин, Д. Ф. Беспалов, А. А. Старинский и др.).

Обработка временных спектров, измеренных в пресной воде аппаратурой, включающей генераторы нейтронов ИГН-6 или ИГН-36-2М, каротажный кабель КПКГ длиной 3000—4000 м, цифровой регистратор ИНК, дает значение τ для пресной воды 206 ± 4 мкс. Расчетное значение τ для пресной воды практически совпадает с экспериментальным измеренным значением. Таким образом, существующие измерительные средства имеют надежное метрологическое обеспечение.

Большие возможности с точки зрения повышения точности измерения временных спектров и оперативной обработки параметра $\tau_{пл}$ открывает предложение сотрудников ВНИИЯГГ (Я. Н. Басин, В. Г. Цейтлин и др.) об использовании микропроцессоров в качестве временных анализаторов и бортовых ЭВМ. Такая система позволяет по заданной программе с высокой точностью измерять временные спектры ИНК, оценивать качество измерений и оперативно вычислять параметр $\tau_{пл}$ в реальном масштабе времени. Внедрение этой системы приобретает особое значение при количественном измерении нефтенасыщенности заводненных пластов, в которых требуется оценить качество измерений и вычислить параметр $\tau_{пл}$ в процессе исследований на скважине.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА НА НЕЙТРОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Нейтронные диффузионные характеристики $\tau_{пл} = 1/\lambda_{пл}$ и $D_{пл}$ связаны с петрофизическими параметрами продуктивного пласта соотношениями

$$\lambda_{пл} = \lambda_{ск} (1 - k_n) + \lambda_v (1 - k_n) k_n + \lambda_n k_n k_n; \quad (3.19)$$

$$D_{пл}^{-1} = D_{ск}^{-1} (1 - k_n) + D_v^{-1} k_n; \quad (3.20)$$

где $\lambda_{пл}$, $\lambda_{ск}$, λ_v , λ_n — декременты временного затухания тепловых нейтронов или радиационного гамма-излучения соответственно в пласте, минеральном скелете, воде, нефти; $D_{пл}$, $D_{ск}$, D_v — коэффициенты диффузии тепловых нейтронов, соответственно в пласте, минеральном скелете и воде; k_n , k_n — коэффициенты пористости и нефтенасыщенности.

Для водоносного пласта уравнение (3.19) принимает вид

$$\lambda_{пл} = \lambda_{ск} (1 - k_n) + \lambda_v k_n. \quad (3.21)$$

Соотношения (3.19) — (3.21) используются для определения нефтенасыщенности и пористости продуктивных пластов с применением ИНК. Нейтронные параметры пластовых жидкостей (воды и нефти) определяют расчетным путем по данным химического анализа жидкостей. Наиболее сложным является определение нейтронных параметров минерального скелета $\lambda_{ск}$ и $D_{ск}$.

Некоторые исследователи утверждают, что параметр $\lambda_{ск}$ пласта зависит только от основных породообразующих минералов и содержания глинистой фракции $C_{гл}$ [21]. На основании таких утверждений и зависимости $\lambda_{ск} = f(C_{гл})$ для каждого типа минерального скелета делают попытки определения нефтенасыщенности пластов с применением ИНК и гамма-каротажа. Однако такой подход, как показывает анализ, является грубым приближением и не может быть использован для определения k_n с требуемой точностью.

Возможности определения $\lambda_{ск}$ и $D_{ск}$ были рассмотрены нами для песчано-алевролитовых пластов горизонта D_1 Ромашкинского нефтяного месторождения [18]. В 63 образцах песчаников и алевролитов, отобранных из разных скважин, вскрывших горизонт D_1 , по данным иммерсионного, гранулометрического и химического анализов количественно определено до 30 минеральных фракций. Для этих образцов пород рассчитаны значения $\lambda_{ск}$:

$$\lambda_{ск} = \sum_{i=1}^n q_i \lambda_i, \quad (3.22)$$

где q_i , λ_i — относительное содержание и декремент временного затухания тепловых нейтронов i минеральной фракции. Величины λ_i взяты из различных источников [7, 25].

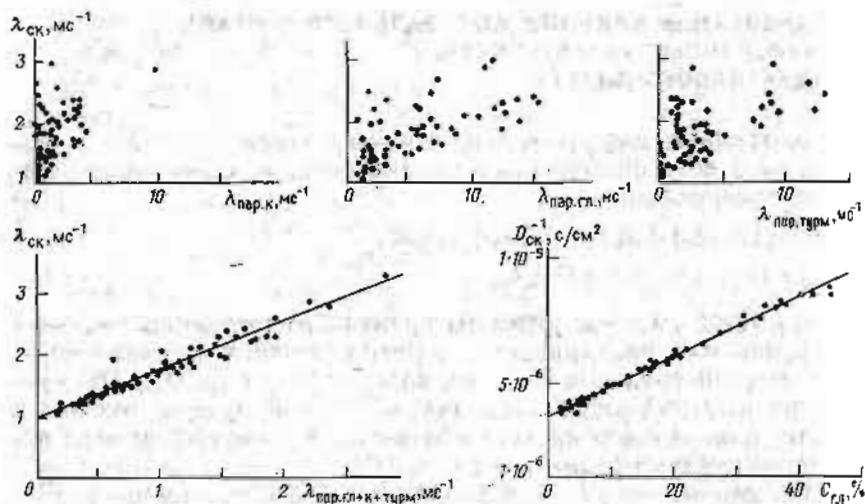


Рис. 30. Зависимости нейтронных характеристик минерального скелета от содержания минеральных фракций песчанников и алевролитов

Анализ результатов расчета показал, что $\lambda_{ск}$ определяются в основном породообразующим минералом SiO_2 и тремя минеральными фракциями: глинистой, карбонатной и турмалиновой. Глинистая фракция песчанников представлена каолином и монтмориллонитом. Карбонатная фракция состоит из кальцита $CaCO_3$, доломита $CaMg(CO_3)_2$, сидерита $FeCO_3$ и родохрозита $MnCO_3$. Турмалин содержит до 8—10% двуокиси бора и в виде изоморфных примесей литий и марганец. Таким образом, эти три фракции обладают высокими макроскопическими сечениями захвата тепловых нейтронов.

Из зависимостей $\lambda_{ск}$ от величин $\lambda_{пар i} = \lambda_i q_i$, представляющих парциальные декременты затухания тепловых нейтронов каждой из трех фракций (рис. 30), видно, что надежных связей между $\lambda_{ск}$ и параметром $\lambda_{пар i}$ глинистой, карбонатной и турмалиновой фракций нет. Коэффициенты корреляции между $\lambda_{ск}$ и $\lambda_{пар i}$ этих фракций равны соответственно 0,56, 0,54 и 0,49. Надежная корреляционная связь существует только между $\lambda_{ск}$ и суммарным парциальным декрементом затухания глинистой, карбонатной и турмалиновой фракций $\sum_{i=1}^n \lambda_{пар i} = \lambda_{пар. гл} + \lambda_{пар. к} + \lambda_{пар. турм}$. Коэффициент корреляции между $\lambda_{ск}$ и $\sum_{i=1}^3 \lambda_{пар i}$ равен 0,91, а связь между ними выражается уравнением прямой

$$\lambda_{ск} = 0,8 \sum_{i=1}^3 \lambda_{пар i} + 0,98. \quad (3.23)$$

Таким образом, для определения $\lambda_{ск}$ необходимо знать объемную концентрацию глинистой, карбонатной и турмалиновой

фракций в пласте. Однако геофизическими методами невозможно определить содержание в продуктивном пласте карбонатов и турмалина (бора). Знание только объемного содержания глинистой фракции оказывается недостаточным для определения поглощающих свойств скелета. Поэтому предложенная методика [21] непригодна для количественного определения нефтенасыщенности пластов, в частности, в условиях нефтяных месторождений Татарии.

Для определения пористости пласта k_p на основе измерения коэффициента диффузии пласта $D_{пл}$ требуется знание коэффициента диффузии минерального скелета $D_{ск}$. Нами был выполнен расчет параметра $D_{ск}$ с учетом минерального состава песчано-алевролитовых пород пласта:

$$D_{ск}^{-1} = \sum_{i=1}^n q_i D_i^{-1}, \quad (3.24)$$

где q_i и D_i (в cm^2/s) — относительное объемное содержание и коэффициент диффузии нейтронов i минеральной фракции.

Расчеты показали, что параметр $D_{ск}$ зависит от основного породообразующего минерала и объемного содержания глинистой фракции $C_{гл}$. Зависимость $D_{ск}^{-1} = f(C_{гл})$ выражается уравнением прямой

$$D_{ск}^{-1} = 1,34 \cdot 10^{-7} C_{гл} + 3,65 \cdot 10^{-6}, \quad (3.25)$$

где $C_{гл}$ — в %.

Коэффициент корреляции этой зависимости равен 0,96.

Таким образом, для определения пористости песчано-алевролитовых пластов на основе измерения коэффициента диффузии пласта достаточно знать его глинистость. Коэффициенты диффузии пластовых флюидов (нефти, воды) близки между собой и хорошо известны [7, 25].

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНК

В 1971—1985 гг. сначала в институте ТатНИПИнефть, а затем в ПО «Татнефтегеофизика» автором совместно с Л. Н. Воронковым, В. П. Лядовым, С. А. Султановым был разработан метод определения остаточной нефтенасыщенности (МООН) заводненных пластов с применением ИНК [18, 19]. В это же время МООН с использованием ИНК был предложен и в США [35, 36, 39]. К 1978 г. на нефтяных месторождениях США МООН был опробован в 31 скважине [41].

Определение остаточной нефтенасыщенности продуктивных пластов при разработке нефтяных месторождений — важная задача. Остаточная нефтенасыщенность — это относительное содержание неподвижной нефти в порах пласта после фильтрации через данный объем пласта нескольких объемов вытесни-

телей (воды, водных растворов химических реагентов, пара, органических растворителей).

Принцип измерения остаточной нефтенасыщенности следующий.

Заводненный пласт последовательно насыщают водными растворами солей (NaCl, CaCl₂, пластовыми рассолами) с различными наперед заданными нейтропоглощающими свойствами (концентрациями), после каждого насыщения измеряют декременты временного затухания тепловых нейтронов или радиационного гамма-излучения пласта, составляют систему уравнений вида

$$\lambda_{пл i} = \lambda_{ск} (1 - k_n) + \lambda_{в i} (1 - k_n) k_n + \lambda_n k_n k_n \quad (3.26)$$

и решают ее относительно $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$.

При насыщении заводненного пласта двумя водными растворами из (3.26) следует:

$$k_{но} = 1 - \frac{1}{k_n} \frac{\lambda_{пл 1} - \lambda_{пл 2}}{\lambda_{в 1} - \lambda_{в 2}}; \quad (3.27)$$

$$\lambda_{ск} = \frac{1}{1 - k_n} \left(\lambda_{пл 1} \frac{\lambda_n - \lambda_{в 2}}{\lambda_{в 1} - \lambda_{в 2}} - \lambda_{пл 2} \frac{\lambda_n - \lambda_{в 1}}{\lambda_{в 1} - \lambda_{в 2}} - k_n \lambda_n \right). \quad (3.28)$$

При исследовании водоносного пласта из (3.21) получаем

$$k_n = \frac{\lambda_{пл 1} - \lambda_{пл 2}}{\lambda_{в 1} - \lambda_{в 2}}; \quad (3.29)$$

$$\lambda_{ск} = \frac{1}{1 - k_n} (\lambda_{пл 1} - \lambda_{в 1} k_n). \quad (3.30)$$

Из выражений (3.27) — (3.29) видно, что при определении $k_{но}$ заводненного пласта и k_n водоносного пласта с помощью закачки нескольких растворов аддитивная диффузионная поправка $\Delta n(z, k_n, t)$ декремента затухания тепловых нейтронов уменьшается.

В общем случае, когда в пласт производится закачка нескольких растворов с различными $\lambda_{в i}$, для определения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ заводненного пласта выражение (3.26) представим в виде уравнения прямой:

$$\lambda_{пл i} = a \lambda_{в i} + b, \quad (3.31)$$

где

$$a = (1 - k_n) k_n; \quad b = \lambda_{ск} (1 - k_n) + \lambda_n k_n k_n.$$

По методу наименьших квадратов находим параметры a и b прямой, которые связаны с $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$:

$$k_{но} = 1 - a/k_n; \quad (3.32)$$

$$\lambda_{ск} = (b - \lambda_n k_n k_n) / (1 - k_n). \quad (3.33)$$

Определение k_n и $\lambda_{ск}$ водоносного пласта проводим по такой же схеме. Из (3.21) следует:

$$\lambda_{пл i} = a \lambda_{в i} + b, \quad (3.34)$$

где $a = k_n$; $b = \lambda_{ск} (1 - k_n)$.

Параметр a в уравнениях (3.21) и (3.34) численно равен водонасыщенному объему пористой среды.

Для разработки методических основ измерения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов была выполнена серия работ, включающая анализ ошибок измерения параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ аналитическим методом, исследования на физических моделях пластов и в реальных скважинах.

АНАЛИЗ ОШИБОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ

$k_{но}$ и $\lambda_{ск}$

Из формул (3.27), (3.28) видно, что погрешности определения параметров пласта $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ зависят от ошибок измерения параметров a , b и k_n . Согласно теории распространения ошибок средние абсолютные ошибки измерения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ определяются уравнениями

$$\sigma_{k_{но}}^2 = \left(\frac{\partial k_{но}}{\partial a} \right)^2 \sigma_a^2 + \left(\frac{\partial k_{но}}{\partial k_n} \right)^2 \sigma_{k_n}^2; \quad (3.35)$$

$$\sigma_{\lambda_{ск}}^2 = \left(\frac{\partial \lambda_{ск}}{\partial a} \right)^2 \sigma_a^2 + \left(\frac{\partial \lambda_{ск}}{\partial b} \right)^2 \sigma_b^2 + \left(\frac{\partial \lambda_{ск}}{\partial k_n} \right)^2 \sigma_{k_n}^2. \quad (3.36)$$

При закачке двух водных растворов различной солености

$$a = \frac{\lambda_{пл 2} - \lambda_{пл 1}}{\lambda_{в 1} - \lambda_{в 2}}; \quad (3.37)$$

$$b = \frac{\lambda_{пл 1} \lambda_{в 2} - \lambda_{пл 2} \lambda_{в 1}}{\lambda_{в 2} - \lambda_{в 1}}; \quad (3.38)$$

$$\sigma_a^2 = \left(\frac{\partial a}{\partial \lambda_{пл 2}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{пл 2}}^2 + \left(\frac{\partial a}{\partial \lambda_{пл 1}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{пл 1}}^2 + \left(\frac{\partial a}{\partial \lambda_{в 2}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{в 2}}^2 + \left(\frac{\partial a}{\partial \lambda_{в 1}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{в 1}}^2; \quad (3.39)$$

$$\sigma_b^2 = \left(\frac{\partial b}{\partial \lambda_{пл 2}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{пл 2}}^2 + \left(\frac{\partial b}{\partial \lambda_{пл 1}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{пл 1}}^2 + \left(\frac{\partial b}{\partial \lambda_{в 2}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{в 2}}^2 + \left(\frac{\partial b}{\partial \lambda_{в 1}} \right)^2 \sigma_{\lambda_{в 1}}^2. \quad (3.40)$$

На рис. 31 приведены графики относительных ошибок (в %)

$$\delta_{k_{но}} = (\sigma_{k_{но}} / k_{но}) 100 \text{ и } \delta_{\lambda_{ск}} = (\sigma_{\lambda_{ск}} / \lambda_{ск}) 100,$$

рассчитанные для типовых значений $\lambda_{ск}$, λ_n , k_n Ромашкинского месторождения по формулам (3.35), (3.36), (2.37) — (2.40) в диапазоне изменения $k_{но}$ от 0,1 до 0,6. При расчетах принимались: $k_n = 0,21$; $\lambda_{ск} = 1,11 \text{ мс}^{-1}$; $\lambda_n = 4,67 \text{ мс}^{-1}$; $\lambda_{в 1} = 4,88 \text{ мс}^{-1}$; $\lambda_{в 2} = 25 \text{ мс}^{-1}$. Относительные ошибки измеряемых параметров $\lambda_{пл i}$ и k_n задавались в пределах:

$$\delta_{\lambda_{пл i}} = 0 \div 10\%, \quad \delta_{k_n} = 5 \div 10\%.$$

Существующая аппаратура ИНК позволяет измерять $\lambda_{пл}$ с относительной погрешностью не хуже $\pm 2\%$. Методика опреде-

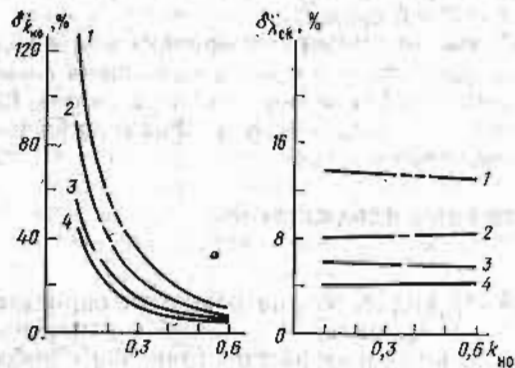


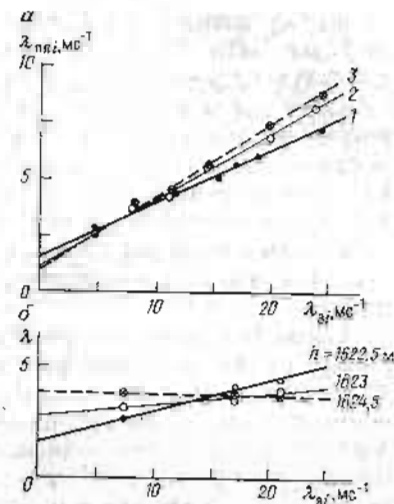
Рис. 31. Зависимость ошибок определения параметров $k_{но}$ (а) и $\lambda_{ск}$ (б) от условий измерений.
 1 — $\delta_{\lambda} = 5$, $\delta_{k_{п}} = 10$; 2 — $\delta_{\lambda} = 0$, $\delta_{k_{п}} = 10$; 3 — $\delta_{\lambda} = 2$, $\delta_{k_{п}} = 5$; 4 — $\delta_{\lambda} = 0$, $\delta_{k_{п}} = 5$

ления пористости пластов по данным ГК и НГК с использованием двух опорных пластов дает погрешность определения $k_{п} \approx 5\%$. При такой точности измерения $\lambda_{пл}$ и $k_{п}$ погрешность единичных определений $k_{но}$ в пределах изменения его значений от 0,25 до 0,5 колеблется от 10 до 20%. Относительная погрешность измерения $\lambda_{ск}$ не зависит от величины $k_{но}$ и при принятой точности измерения $\lambda_{пл}$ и $k_{п}$ составляет приблизительно 6%. Средние значения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ для всего пласта определяются с ошибкой, в \sqrt{n} раз меньшей ошибки одиночных определений. Здесь n — число определений, приходящихся на пласт. При $n \geq 10$, что наблюдается в реальных условиях, относительные точности измерения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ для разрабатываемых пластов $\delta_{k_{но}} \approx 3 \div 6\%$, $\delta_{\lambda_{ск}} \approx 2\%$. Результаты аналитических расчетов ошибок измерения параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ подтверждаются экспериментальными исследованиями, проведенными на физических моделях пластов и в реальных скважинах.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТОВ ПО ОЦЕНКЕ ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ a И $\lambda_{ск}$ МЕТОДОМ ИНГК

Для оценки точности измерения параметров a и $\lambda_{ск}$ методом ИНГК были проведены исследования на трех физических моделях пластов размером $1,2 \times 1,2 \times 1,2$ м. Две из них заполнялись песчано-гравийной смесью в различных соотношениях, третья — кварцевым песком. Коэффициенты пористости моделей, измеренные объемным методом, были равны 0,2, 0,296, 0,326. Диаметр скважины — 220 мм, диаметр колонны — 146 мм. Модели насыщали водными растворами NaCl шести концентраций и после каждого насыщения измеряли $\lambda_{пл}$ методом ИНГК. Измерительная аппаратура включала: лабораторный генератор нейтронов на трубке НТ-10 и временной анализатор АИ-256. Измерение временного затухания радиационного гамма-излучения проводилось в интервале времен 0,3—0,4 мс с шириной окна 20 мкс.

Рис. 32. Зависимости $\lambda_{пл i} = f(\lambda_{в i})$, полученные на физических моделях пластов (а) и в скв. 236 Бондюжской площади (б).
 a — глубина исследования



В качестве индикатора был использован кристалл NaI(Tl) размером 40×40 мм. Длина зонда 50 см.

Результаты измерений на моделях пластов представлены на рис. 32. Видно, что экспериментальные точки в системе координат $(\lambda_{пл i}, \lambda_{в i})$ хорошо ложатся на прямую. Параметры пластов, вычисленные по экспериментальным данным методом наименьших квадратов: $k_{п 1} = 0,24 \pm 0,009$; $k_{п 2} = 0,302 \pm 0,008$; $k_{п 3} = 0,32 \pm 0,01$; $\lambda_{ск 1} = 1,36 \pm 0,122$ мс⁻¹; $\lambda_{ск 2} = 1,124 \pm 0,1$ мс⁻¹; $\lambda_{ск 3} = 1,03 \pm 0,044$ мс⁻¹. Водонасыщенные объемы пластов, измеренные различными независимыми методами, совпадают в пределах ошибок измерений. Относительные ошибки измерений параметра a не превышают 3—4%. Параметр $\lambda_{ск}$ для кварцевого песка по экспериментальным данным равен $1,03 \pm 0,044$ мс⁻¹. Экспериментальное значение $\lambda_{ск}$ с точностью 8,7% отн. совпадает с расчетным значением $\lambda_{ск}$ для чистого кварца ($\lambda_{к} = 0,943$ мс⁻¹). Эти результаты были положены в основу методики определения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов в нефтяных скважинах.

ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

$k_{но}$ И $\lambda_{ск}$ В УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Контроль полноты вытеснения закачиваемых водных растворов различной солености в пласте

Для определения параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ необходимо измерение нейтронных параметров пластов $\lambda_{пл i}$ после полного вытеснения пластовой воды жидкостью с известным нейтронным параметром $\lambda_{в i}$ из цилиндрического объема прискважинной части пла-

та, радиус которого заведомо больше глубинности исследования методом ИНК. Требуемый объем закачиваемой жидкости можно рассчитать, используя результаты теоретических и экспериментальных исследований по вытеснению взаиморастворимых жидкостей в пористой среде. Однако в условиях резко выраженной неоднородности разрабатываемых пластов по фильтрационным характеристикам расчетный метод по вытеснению взаиморастворимых жидкостей не дает удовлетворительных результатов. Поэтому нами было предложено два способа контроля полноты вытеснения взаиморастворимых жидкостей в условиях реального пласта.

Первый способ заключается в следующем. Как видно из (3.27), (3.28), для определения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ достаточно измерения $\lambda_{пл}$ после насыщения пласта водными растворами солей двух концентраций. Если организовать измерение $\lambda_{пл}$ после закачки в пласт трех и более водных растворов солей, результаты избыточных измерений можно использовать для контроля полноты взаимного вытеснения в пласте водных растворов различной солености, оценки качества измерений и расчета нейтронных параметров пласта $\lambda_{пл}$ и водных растворов $\lambda_{ви}$. Из (3.31) видно, что при закачке произвольного числа водных растворов зависимость $\lambda_{пл} = f(\lambda_{ви})$ носит линейный характер. Если экспериментальные точки после закачки водных растворов различной солености в координатной системе ($\lambda_{пл}$, $\lambda_{ви}$) ложатся на прямую, это свидетельствует о сходимости аналитических и экспериментальных данных. Такой результат позволяет сделать вывод о том, что экспериментальные исследования выполнены качественно. Для контроля полноты взаимного вытеснения водных растворов нами было предложено измерять параметры $\lambda_{пл}$ после закачки трех водных растворов заданной концентрации. Измерения считаются проведенными качественно, если три экспериментальные точки в координатной системе ($\lambda_{пл}$, $\lambda_{ви}$) ложатся напрямую (см. рис. 32). В качестве двух наиболее контрастных по солености водных растворов были выбраны поверхностная пресная вода и минерализованная девонская вода плотностью 1,18 г/см³. Водный раствор промежуточной солености получали путем разбавления минерализованной девонской воды пресной водой.

Недостаток такой технологии очевиден. Закачка водных растворов в разрабатываемый пласт — наиболее трудоская часть из всего комплекса работ по определению $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$. Поэтому закачка третьего водного раствора солей приводит к увеличению стоимости работ и времени задерживания скважин на проведение исследований. Несмотря на такой недостаток, описанный способ контроля полноты вытеснения закачиваемых водных растворов солей успешно применялся в первые несколько лет опробования МООН. На основе этих работ было установлено, что требуемый объем закачиваемой жидкости для полного вытеснения жидкости одной солености жидкостью другой солености составляет в среднем около 3 м³ на 1 м толщины перфорирован-

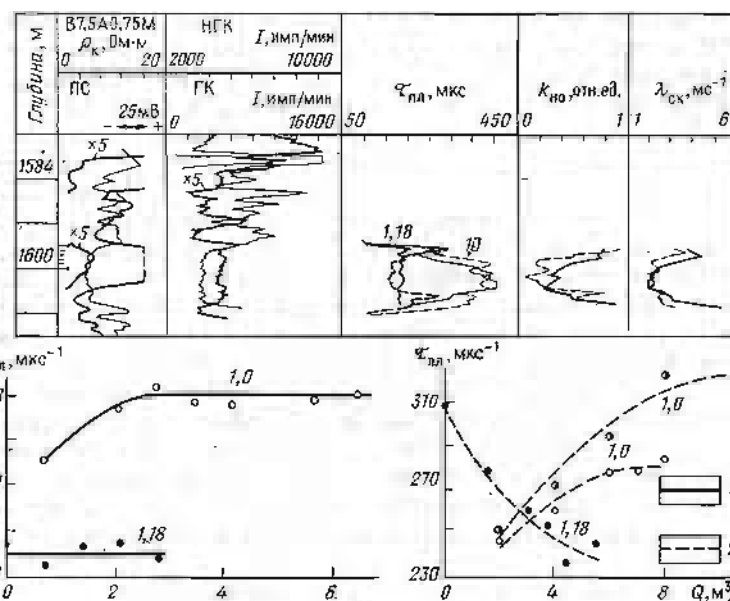


Рис. 33. Определение $k_{но}$ до и после закачки алкилированной серной кислоты (АСК) и контроля за полнотой вытеснения пластовой жидкости закачиваемым водным раствором по выходу параметра $\tau_{пл}$ на асимптотическую область.

Смп. 1398 площадь Первомайская. Q — удельный объем закачиваемой жидкости: 1 — до закачки АСК, 2 — после закачки АСК. Шифр кривых — плотность раствора в г/см³

ного пласта в добывающих скважинах и 6—10 м³ на 1 м толщины пласта в нагнетательных скважинах. Значительно большие объемы закачиваемой жидкости для нагнетательных скважин требуются из-за того, что в режиме нагнетания в пласте на литологические неоднородности накладываются гидродинамические неоднородности за счет трещин гидроразрыва и других воздействий на пласт.

В последние годы был предложен другой подход к контролю полноты вытеснения закачиваемых жидкостей, который позволил ограничиться измерениями $\lambda_{пл}$ после закачки только двух водных растворов солей. Сущность этого подхода заключается в следующем. В процессе выполнения работ после закачки в пласт заданной порции жидкости в объеме 6—9 м³ водных растворов солей производится измерение параметра $\lambda_{пл}$ по всей толщине исследуемого пласта с заданным шагом по глубине. Если в процессе закачки жидкости заданной солености средние значения $\lambda_{пл}$ стабилизируются и выходят в асимптотическую область, пласт считается насыщенным закачиваемым водным раствором (рис. 33).

Применение этого способа стало возможным после внедрения автоматического расчета параметра $\lambda_{пл}$ с использованием

микропроцессоров ДЗ-28 в качестве бортовых ЭВМ. При графическом способе определения $\lambda_{пл}$ контроль требуемого объема закачиваемой жидкости по выходу $\lambda_{пл}$ в асимптотическую область производится путем измерения $\lambda_{пл}$ в процессе закачки жидкости против одной или двух точек пласта. Для этого выбираются участки пласта со средними коллекторскими свойствами. Такой контроль качества менее надежен по сравнению с контролем по всей толщине пласта, особенно в условиях неоднородных пластов. Применение этого способа допускается только при отсутствии технических средств для автоматической обработки параметра $\lambda_{пл}$ на скважине. Использование описанного подхода к контролю требуемого количества закачиваемой жидкости показало достаточность ранее установленных средних объемов закачиваемой жидкости (3 и 6—10 м³ жидкости на 1 м толщины пласта соответственно для добывающих и нагнетательных скважин). Однако установленные средние объемы жидкости служат для предварительного планирования объема работ. В каждом конкретном случае необходимо осуществлять контроль качества закачки по выходу параметра $\lambda_{пл}$ в асимптотическую область.

Другим важным моментом, влияющим на качество определенных параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$, является снос или расформирование закачанного объема жидкости из прискважинной зоны пласта фильтрующейся по разрабатываемому объекту пластовой водой. Для обеспечения требуемой точности измерения параметра $\lambda_{пл}$ производится в точечном режиме с шагом по глубине 0,4—0,5 м. В зависимости от толщины исследуемого пласта время измерения параметра $\lambda_{пл}$ после закачки требуемого объема жидкости составляет приблизительно 1—3 ч. За такой промежуток времени на участках с интенсивной фильтрацией пластовых вод происходит обратное вытеснение закачанной жидкости пластовой водой из зоны исследования. Чтобы предотвратить такое отрицательное явление, необходимо проводить измерение $\lambda_{пл}$ без прекращения закачки водных растворов солей, если даже требуемые объемы жидкости были закачаны в пласт. Такая технология измерений $\lambda_{пл}$ предложена В. П. Лядовым. Эта технология измерения параметра $\lambda_{пл}$ предотвращает обратное вытеснение закачанной жидкости и позволяет избежать неконтролируемых ошибок в определении $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$.

Оценка воспроизводимости измерений $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ путем повторных исследований

Повторные измерения параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ заводненных пластов были проведены в пяти скважинах на опытном участке Азнакаевской площади. Геологическое строение и состояние разработки этого участка приведены ниже. Измерения параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ выполнялись последовательно друг за другом без отбора жидкости из пласта между замерами, а также через 1—

Таблица 10

Глубина, м	Режим закачки				$\Delta k_{но}$	$\Delta \lambda_{ск}$	$\delta k_{но}, \%$	$\delta \lambda_{ск}, \%$
	Соленая вода—пресная вода		Пресная вода—соленая вода					
	$k_{но}$	$\lambda_{ск}$	$k_{но}$	$\lambda_{ск}$				
1720,2	0,34	1,99	0,32	1,99	0,02	0	6,1	0
1720,7	0,35	1,77	0,32	1,82	0,03	-0,05	9,0	-2,8
1721,2	0,25	1,62	0,24	1,62	0,01	0	4,1	0
1721,7	0,24	1,56	0,28	1,57	-0,04	-0,01	-15,3	-0,64
1722,2	0,29	1,65	0,30	1,66	-0,01	-0,01	-3,4	-0,60
1722,7	0,17	1,86	0,13	1,86	0,04	0	26,6	0
1723,2	0,26	1,46	0,25	1,45	0,01	-0,01	3,9	-0,69
1723,7	0,22	1,61	0,26	1,62	-0,04	-0,01	-16,6	-0,62
1724,2	0,31	1,79	0,31	0	0	0	0	0
1724,7	0,29	1,96	0,29	2,05	0	-0,09	0	-4,5
1725,2	0,28	1,76	0,31	1,71	-0,03	0,05	-10,2	2,9
Средние значения	0,27	1,73	0,27	1,74	0	-0,01	0	-0,58

3 года после отбора значительных количеств нефти и воды из пласта. Результаты этих исследований могут быть использованы для оценки ошибок измерения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ в условиях реального пласта.

В скв. 9792 Азнакаевской площади первые исследования были проведены в июле 1980 г. В мае 1983 г. после отбора из заводненного пласта значительных количеств нефти и воды повторные исследования проводились дважды при следующей последовательности закачки водных растворов солей в пласт: соленая вода — пресная вода, а затем пресная вода — соленая вода. Результаты повторных исследований с измерением последовательности закачки водных растворов солей приведены в табл. 10. Видно, что расхождение значений $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ в отдельных точках и в среднем по пласту не выходят за пределы ошибок, полученных аналитическим методом. Результаты повторных исследований по определению параметров $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ через большой промежуток времени в процессе довыработки заводненного пласта изложены ниже.

Оценка достоверности измерения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов по данным ИНК и электрометрии

С точки зрения оценки достоверности определения параметров выработки пластов представляет интерес измерение нефтенасыщенности одного и того же заводненного пласта по результа-

Таблица 11

Параметры пластов и ошибки их измерений	Скв. 8577 Зеленогорской площади	Скв. 20331 Миннибаевской площади
Глубины залегания, м	1713,2—1720,4	1780—1787
Пористость пластов по:		
керну	0,204	0,16
промышленной геофизике	0,21	0,22
Соленость пластовой воды, г/л	1,48	5,8
Удельное электрическое сопротивление пластовой воды, Ом·м	2	0,77
Удельное электрическое сопротивление пласта, Ом·м	85	27
Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности по:		
керну	0,27	0,07
электрокаротажу	0,28	0,36
ИНК	0,31	0,32
Среднее значение $k_{но}$ по данным промышленной геофизики	0,295	0,34
Среднее квадратичное отклонение $\sigma_{k_{но}}$	$\pm 0,015$	$\pm 0,02$
Относительная ошибка измерения $\delta_{k_{но}}$, %	± 5	$\pm 6,2$

там электрокаротажа (ЭК) и ИНК до и после крепления скважин.

Для таких измерений были выбраны скважины, вскрывшие предельно промытые пресной водой пласты. Это условие вводится во избежание изменения нефтенасыщенности заводненного пласта при воздействии, а также для оценки влияния поверхностной проводимости при расчете $k_{но}$ по (2.26) с использованием данных ЭК. Такие исследования проведены в двух скважинах: в скв. 8577 Зеленогорской площади и в скв. 20331 Миннибаевской площади в 1983 г. (табл. 11, рис. 34). При опробовании обеих скважин из исследуемых пластов была получена опресненная вода. Для расчета $k_{но}$ по кривой ЭК удельное электрическое сопротивление пластовой воды ρ_v было определено по данным химического анализа проб пластовой воды, а коэффициент поверхностной проводимости принят равным 1. Измерение $k_{но}$ по материалам ИНК проводилось по стандартной методике.

Из приведенных данных видно хорошее согласие значений $k_{но}$, определенных независимыми геофизическими методами. Расхождение значений $k_{но}$ по обоим методам лежит в пределах расчетных ошибок. Керн в обеих скважинах был отобран при вскрытии пластов на стандартной промывочной жидкости. Возможно, поэтому наблюдается резкое снижение нефтенасыщенности по данным керна из скв. 20331.

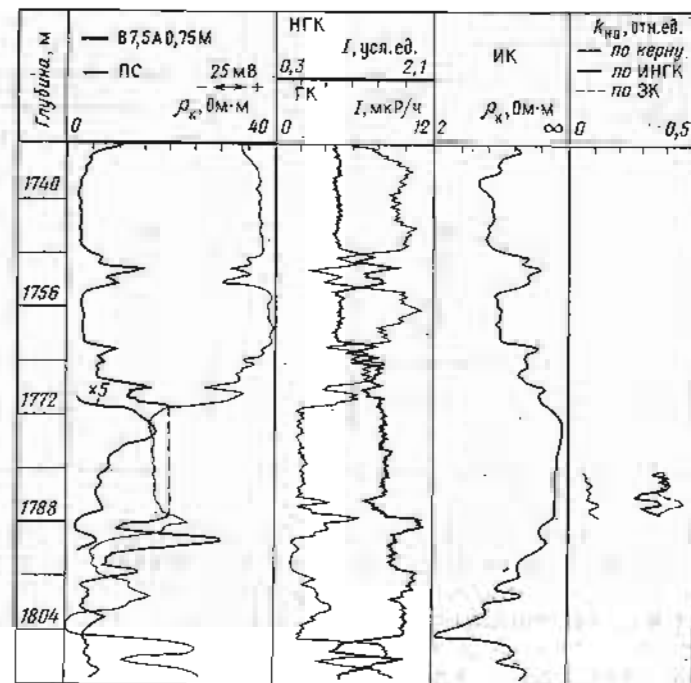


Рис. 34. Определение $k_{но}$ заводненного пласта по данным электрокаротажа и ИНК с закачкой водных растворов различной солености. Скв. 20331 Миннибаевской площади

Хорошее согласие значений нефтенасыщенности заводненных пластов по данным различных геофизических методов получено американскими геофизиками (см. разд. 2.4).

Оценка достоверности определения нефтенасыщенности пластов геофизическими методами путем сравнения с результатами отбора нефти

На опытном участке Азнакаевской площади проведены исследования по контролю изменений нефтенасыщенности разрабатываемых пластов геофизическими методами. На участке проводятся опытные работы по повышению нефтеотдачи пластов путем мицеллярного заводнения. Для реализации этого проекта на заводненной зоне Азнакаевской площади в 1978—1979 гг. были пробурены пять скважин по пятиточечной системе. Все скважины вскрыли заводненные закачиваемой водой продуктивные пласты. В октябре—ноябре 1979 г. все пять скважин были введены в эксплуатацию. В таком режиме участок разрабатывался до апреля 1982 г. С апреля 1982 г. до октября 1983 г. в центральную скв. 4379-а производилась закачка воды, а с октября 1983 г. ведется закачка мицеллярно-полимерного растворителя.

Таблица 12

Скважина	ЭК		ИНК	
	Октябрь 1979 г.		Март 1982 г.	
	$k_{нт}$	$\eta_{в}$	$k_{нт}$	$\eta_{в}$
4379-а	0,54	0,37	0,32	0,63
9792	0,47	0,45	0,27	0,69
9793	0,49	0,43	0,50	0,41
9794	0,58	0,33	0,53	0,38
9795	0,54	0,37	0,47	0,45
Среднее значение для участка	0,524	0,39	0,418	0,51

Из четырех крайних скважин постоянно отбирается жидкость.

На участке для оценки эффективности мицеллярно-полимерного заводнения по специальной программе ведется контроль изменения нефтенасыщенности разрабатываемого пласта геофизическими методами. В рамках этой программы до закачки мицеллярно-полимерных растворителей определена нефтенасыщенность заводненного пласта к моменту бурения скважин опытного участка по ЭК (октябрь 1979 г.) и в процессе разработки пласта методом ИНК дважды: в марте 1982 г. и в мае 1983 г. Исследования методом ИНК в скв. 9792 проводились в июле 1980 г. и в мае 1983 г. Поскольку в течение этого периода изменения среднего значения нефтенасыщенности в этой скважине не произошло, для расчета средних значений $k_{н}$ пласта по опытному участку на март 1982 г. принято значение $k_{н}$, измеренное в 1980 г. В скв. 4379-а выполнить качественное определение $k_{н}$ методом ИНК в мае 1983 г. не удалось по техническим причинам. Для расчета средних значений $k_{н}$ по участку за май 1983 г. для скв. 4379-а принято значение $k_{н}$, измеренное в марте 1982 г.

Результаты всех исследований приведены в табл. 12 и на рис. 35. В табл. 12 приведены и коэффициенты вытеснения нефти $\eta_{в}$ для пласта, и отборы нефти $Q_{н}$ на даты исследования по каждой скважине и в среднем для участка.

Расчет отборов нефти для участка выполняется следующим образом. С 1959 по 1979 г. отбор нефти с опытного участка производился скв. 4379, которая с октября 1979 г. является контрольно-пьезометрической. За период с 1959 г. по 1979 г. скв. 4379 отобрала $224,1 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ нефти. Из этого количества нефти к опытному участку была отнесена только третья часть его, поскольку площадь опытного участка составляет $13 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, а первоначальная удельная площадь на скважину для Азнакаевской площади

Скважина	ИНК				Анализ керн	
	Март 1982 г.	Май 1983 г.		Октябрь 1979 г.		
	$Q_{н} \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3$	$k_{нт}$	$\eta_{в}$	$Q_{н} \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3$	$k_{нт}$	$\eta_{в}$
4379-а	12,2	0,32	0,63	12,2	0,26	0,7
9792	9,6	0,27	0,69	15,3	0,26	0,7
9793	10,3	0,29	0,66	15,9	0,195	0,77
9794	10,2	0,41	0,52	18,9	0,25	0,71
9795	9,0	0,35	0,59	13	0,26	0,7
Среднее значение для участка	96,7	0,33	0,62	121	0,245	0,72

равна $38 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. Отборы нефти для опытного участка на октябрь 1979 г. при таком подходе составили $74,7 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Эти данные близки к расчетным. Расчет производился по формуле $Q_{н} = V_{п} \Delta k_{н} = 80,6 \cdot 10^3$,

$$(3.41)$$

где $V_{п} = 240 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ — поровый объем опытного участка; $\Delta k_{н} = 0,336$ — снижение нефтенасыщенности пласта за период с 1959 по 1979 г. (см. табл. 12).

Расчетные значения $Q_{н}$, возможно, более точно отражают истину, но для анализа использованы данные, полученные на основе фактического отбора нефти из скв. 4379.

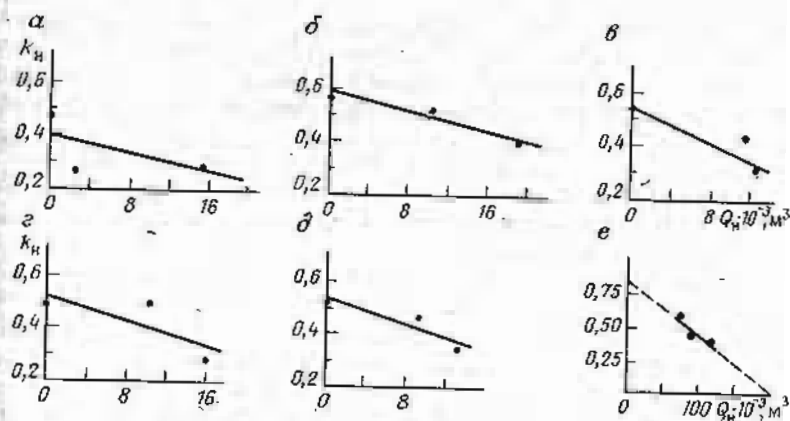


Рис. 35. Зависимость нефтенасыщенности разрабатываемого пласта от накопленных отборов нефти по отдельным скважинам и опытному участку Азнакаевской площади.

Скважины: а — 9792, $r = -0,595$; б — 9794, $r = -0,96$; в — 4379-а, $r = 0,88$; г — 9793, $r = -0,74$; д — 9795, $r = -0,91$; е — опытный участок

Расчеты отборов нефти на участке за период с октября 1979 г. по март 1983 г., когда все пять скважин были добывающими, выполнялись следующим образом [19]. Отбор нефти центральной скв. 4379-а полностью относили к опытному участку. По остальным скважинам только 1/4 часть накопленных отборов нефти относили к опытному участку, поскольку поле тока жидкости из опытного участка к этим скважинам ограничено углом $\pi/2$. За период с апреля 1982 по май 1983 г., когда в центральную скважину 4379-а закачивали воду дебитом около 1000 м³/сут, а из четырех краевых скважин отбирали жидкость с общим дебитом 800 м³/сут, весь отбор нефти из четырех добывающих скважин относили к опытному участку. Такой подход был выбран исходя из того, что закачка превышала отбор жидкости, а пластовые давления в добывающих скважинах превышали давление за пределами участка.

На рис. 35 приведены корреляционные графики зависимости $k_n = f(Q_n)$ по каждой скважине и по участку. Коэффициент корреляции r зависимости $k_n = f(Q_n)$ по отдельным скважинам изменяется от $-0,595$ до $-0,96$, что позволяет утверждать наличие корреляционной связи между k_n и Q_n . Коэффициент корреляции зависимости $k_n = f(Q_n)$ для опытного участка равен $-0,995$, что свидетельствует о наличии функциональной зависимости между k_n и Q_n . Уравнение этой зависимости

$$k_n = 0,826 - 4,11 \cdot 10^{-6} Q_n \quad (3.42)$$

Экстраполяция прямой (3.42) до пересечения с осью координат k_n позволяет по измерениям нефтенасыщенности в процессе разработки определять начальную нефтенасыщенность $k_{нн}$, которая составляет 0,83. На опытном участке по результатам ЭК она равна 0,86.

Экстраполяция прямой (3.42) до пересечения с осью Q_n дает возможность оценить геологические запасы опытного участка. Значения этого параметра, определенные путем экстраполяции прямой (3.42) и рассчитанные объемным методом, расходятся не более чем на 8% отн.

Таким образом, полученные данные позволяют заключить, что текущие значения $k_{нт}$ разрабатываемого пласта на опытном участке по геофизическим методам для каждого момента измерения k_n определены достоверно.

Наличие функциональной связи вида (3.42) позволяет сделать и другое, весьма важное для промысловой геофизики, утверждение. Известно, что геофизические методы дают возможность измерять нефтенасыщенность разрабатываемого объекта только в прискважинной зоне пласта. Так, глубинность исследований ЭК составляет 1,5—2 м, ИНК—0,4—0,45 м от стенки скважины. Однако наличие связи (3.42) для отдельных скважин, зона дрепирования которых измеряется сотнями метров, и для всего участка, размеры которого также измеряются сотнями метров, свидетельствует о том, что результаты исследований ЭК и

ИНК можно распространить на удаленные от скважины участки пласта. Необходимо отметить, что эти результаты получены для ограниченного участка с довольно однородным строением разрабатываемого объекта. Удельная площадь на одну скважину для опытного участка составляет $6,5 \cdot 10^4$ м²/скв. При увеличении неоднородности пласта и удельной площади на скважину корреляция между текущими значениями k_n , измеренными геофизическими методами, и отборами нефти может быть нарушена.

Оценка достоверности измерения остаточной нефтенасыщенности пластов на основе повторных измерений параметра $\lambda_{ск}$

Для оценки достоверности измерения $k_{но}$ пластов можно использовать результаты анализа изменения параметра $\lambda_{ск}$ в процессе разработки пласта. Параметр $\lambda_{ск}$ является постоянным, если вытесняющий агент не вступает в химическое взаимодействие с минеральным скелетом. Такие условия выполняются при выработке пласта большинством вытеснителей: водой, водным раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ), различными органическими растворителями и т. п. Если $\lambda_{ск}$ остается постоянным между двумя измерениями, можно заключить, что достоверность измерения и $k_{но}$ высокая. Результаты повторных измерений $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ по скважинам опытного участка Азнакаевской площади приведены в табл. 13. Из нее видно, что при постоянстве или изменении средних значений $k_{но}$ до 2 раз, параметр $\delta_{\lambda_{ск}}$ изменяется очень слабо — не более $-22,8\%$, в среднем около 8%. Изменение $\lambda_{ск}$ не коррелируется с изменением $k_{но}$ пласта. Некоторое завышение ошибок измерения $\lambda_{ск}$ по сравнению с расчетными вызвано, возможно, применением для измерения $\lambda_{пл}$ импульсных генераторов нейтронов с различными метрологическими характеристиками. Исследования на опытном участке до 1983 г. проводены с помощью генератора нейтронов ИГН-36-2 с прямой передачей информации, в 1983 г. — с помощью ИГН-36-2КМ со схемой разравнивания информации.

Таблица 13

Скважина	1-й замер		2-замер			$\Delta k_{но}$	$\Delta \lambda_{ск}'$ мс ⁻¹	$\delta_{\lambda_{ск}'}$ %	
	Дата	$k_{но}$	$\lambda_{ск}'$ мс ⁻¹	Дата	$k_{но}$				$\lambda_{ск}'$ мс ⁻¹
4379-а	X. 1981 г.	0,41	2,33	III. 1982 г.	0,32	1,85	-0,09	-0,48	-22,8
9792	VII. 1980 г.	0,27	1,81	V. 1983 г.	0,27	1,73	0	-0,06	-4,3
9793	III. 1982 г.	0,5	1,7	V. 1983 г.	0,29	1,73	-0,21	0,03	1,8
9794	III. 1982 г.	0,53	2,05	V. 1983 г.	0,41	1,9	-0,12	-0,15	-7,6
9795	III. 1982 г.	0,47	2,04	V. 1983 г.	0,35	1,92	-0,12	-0,12	-6,1

Хорошая воспроизводимость значений $\lambda_{ск}$ по данным двух исследований свидетельствует о высокой достоверности измерения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов.

Метод определения остаточной нефтенасыщенности включает большой объем вычислительных работ. Было признано целесообразным проводить эти работы на ЭВМ. В связи с этим в ПО «Татнефтегеофизика» были разработаны алгоритмы и программа машинной обработки результатов измерений, которые обеспечивают автоматический расчет параметров $\lambda_{пл}$, $k_{но}$, $\lambda_{ск}$, $k_{п}$ и их среднеквадратичных ошибок. Программы составлены применительно к ЭВМ ЕС-1040, М-222, ДЗ-28. Среднеквадратичные погрешности определения $k_{но}$ по данным аналитического метода, физического моделирования и скважинных измерений для единичных измерений в отдельных точках пласта составляют 10—15 и 3—5 % отн. для пласта. Такая точность измерения $k_{но}$ позволяет рекомендовать МООН для определения параметров выработки продуктивного пласта и оценки эффективности различных методов повышения нефтеотдачи пластов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ ИНК

В добывающих скважинах, когда разрабатываемый пласт отдает нефть с водой, требуется определить соотношение нефти и воды в обводненном пласте. Относительное содержание нефти в таких пластах принято называть текущей нефтенасыщенностью $k_{нт}$. При определении текущей нефтенасыщенности путем измерения $\lambda_{пл}$ важнейшим моментом является определение параметра $\lambda_{ск}$ в уравнении (3.19). В скважинах с предельно высоким обводнением параметры $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ определяют путем измерения $\lambda_{пл}$ после последовательной закачки в пласт водных растворов различной солености. Распространение этой методики на определение $k_{нт}$ в нефтеносных и частично обводненных пластах с точки зрения экономических затрат и охраны недр неприемлемо. В связи с этим в работе рассматриваются возможности другой, более технологичной методики определения $\lambda_{ск}$ [21].

Сущность этой методики: измеряют $\lambda_{пл}$ в только что пробуренной скважине, предполагают, что глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости превышает глубину исследования методом ИНК, фильтрат ПЖ пресный, и определяют $\lambda_{ск}$ из уравнения

$$\lambda_{ск} = (\lambda_{пл} - \lambda_{в} k_{п}) / (1 - k_{п}). \quad (3.43)$$

Глубина зоны проникновения фильтрата ПЖ в песчаных пластах по данным ЭК и опробователей пластов на кабеле в большинстве случаев составляет 2—4 диаметра скважины, что приближается к глубинности исследования методом ИНК.

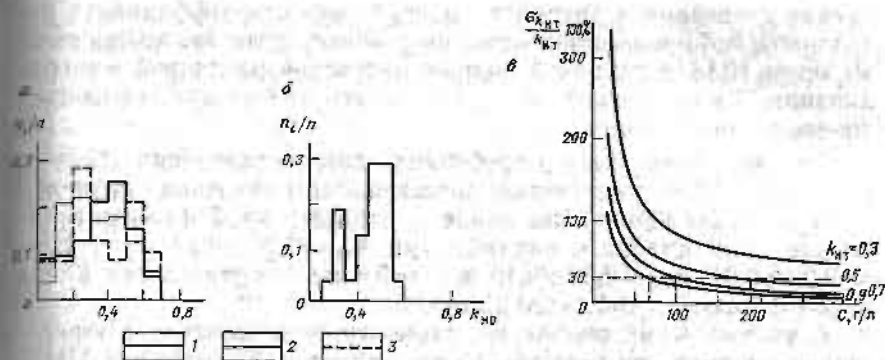


Рис. 36. Кривые распределения остаточной нефтенасыщенности пластов для различных месторождений и результаты измерения текущей нефтенасыщенности пластов методом ИНК.

а — месторождения СССР: 1 и 2 — вытеснение нефти водой для Ромашкинского и Бакуского месторождений соответственно, 3 — вытеснение нефти водным раствором ПАВ ОП-10 для Зеленогорской площади; б — месторождения США, вытеснение нефти водой; в — зависимости ошибок измерения $k_{нт}$ от солености пластовых вод

Соленость проникшего в пласт фильтрата была изучена по электрическим сопротивлениям проб, отбираемых опробователями пластов на кабеле. Из рис. 36 видно, что соленость фильтрата в пласте изменяется в довольно широких пределах и всегда выше солености фильтрата ПЖ, заполняющего ствол скважины. В нефтеносном пласте происходит осолонение фильтрата за счет смешения его со связанной водой пласта. Поэтому предположение $\lambda_{в} = \lambda_{п}$ дает весьма грубую оценку параметра $\lambda_{ск}$. Поскольку $\lambda_{в} \neq \lambda_{п}$, для определения $\lambda_{ск}$ и его дисперсии необходимо использовать соотношения:

$$\lambda_{ск} = \frac{\lambda_{пл} - \lambda_{п} k_{п} + k_{но} k_{п} (\lambda_{в} - \lambda_{п})}{1 - k_{п}}; \quad (3.44)$$

$$\sigma_{\lambda_{ск}}^2 = \frac{\sigma_{\lambda_{пл}}^2}{(1 - k_{п})^2} + \frac{k_{п} (1 - k_{но})^2}{(1 - k_{п})^2} \sigma_{\lambda_{в}}^2 + \frac{k_{п} (\lambda_{в} - \lambda_{п})^2}{(1 - k_{п})^2} \sigma_{k_{но}}^2 + \left[\frac{\lambda_{пл} - \lambda_{п}}{(1 - k_{п})^2} + \frac{k_{но} (\lambda_{в} - \lambda_{п})}{(1 - k_{п})^2} \right]^2 \sigma_{k_{п}}^2. \quad (3.45)$$

Для определения $\lambda_{ск}$ по алгоритму (3.44) необходимы: а) отбор проб фильтрата из зоны проникновения опробователями пластов и их химический анализ; б) знание коэффициента остаточной нефтенасыщенности в зоне проникновения.

Для реализации требования «а» имеется техническое и методическое обеспечение. Для определения остаточной нефтенасыщенности в зоне проникновения существуют ряд предложений об использовании малоуглубинных методов электрокаротажа. Однако до сих пор реальная точность измерения остаточной нефтенасыщенности этими методами не установлена. Поэтому для определения параметра $\lambda_{ск}$ и его ошибки нами были приняты

среднее значение и дисперсии распределений коэффициента остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов, полученных методом ИНК с закачкой водных растворов различной минерализации. Такой подход, несмотря на его недостатки, повышает точность определения $\lambda_{ск}$.

Эта методика была опробована для определения $\lambda_{пл}$ по скв. 13851 Абдрахмановской площади, где измерение $\lambda_{пл}$ проведено в необсаженной скважине с отбором проб фильтрата из пласта. Для пласта с параметрами $\lambda_{пл} = 2,24 \pm 0,22 \text{ мс}^{-1}$, $k_{п} = 0,22 \pm 0,01$, $k_{но} = 0,38 \pm 0,19$ и $\lambda_{в} = 5,8 \text{ мс}^{-1}$ соотношения (3.44) и (3.45) дают $\lambda_{ск} = 1,44 \pm 0,31 \text{ мс}^{-1}$.

С учетом таких оценок $\lambda_{ск}$ рассмотрим возможности определения текущей нефтенасыщенности пластов $k_{нт}$ методом ИНК. Выразим для определения дисперсии

$$\sigma_{k_{нт}}^2 = \frac{\sigma_{\lambda_{пл}}^2}{k_{п}^2(\lambda_{в} - \lambda_{п})} + \frac{[k_{п}^2(\lambda_{ск} - \lambda_{п}) - k_{п}(\lambda_{ск} - \lambda_{пл})]^2 \sigma_{\lambda_{ск}}^2}{k_{п}^4(\lambda_{в} - \lambda_{п})^4} + \frac{(1 - k_{п})^2 \sigma_{\lambda_{ск}}^2}{k_{п}(\lambda_{в} - \lambda_{п})^2} + \frac{(\lambda_{ск} - \lambda_{пл})^2 \sigma_{k_{п}}^2}{k_{п}^4(\lambda_{в} - \lambda_{п})^4} \quad (3.46)$$

Анализ этого соотношения показывает, что точность определения $k_{нт}$ в наибольшей степени зависит от контрастности нейтроннопоглощающих свойств нефти и пластовой воды. При опреснении пластовых вод, когда выполняется условие $\lambda_{в} \approx \lambda_{п}$, определение $k_{нт}$ по ИНК теряет смысл. С учетом характерных для песчаных пластов значений параметров $\lambda_{пл}$, $\lambda_{ск}$ и $k_{п}$ и достигаемой в настоящее время или в ближайшем будущем точности измерения этих параметров для заданных значений $k_{нт}$ были вычислены относительные погрешности определения $k_{нт}$ в зависимости от солёности пластовой воды. Результаты расчета в графической форме представлены на рис. 36. Из рисунка видно, что относительные ошибки измерения $k_{нт}$ уменьшаются при увеличении солёности пластовой воды и увеличиваются при уменьшении $k_{нт}$. В диапазоне существующих концентраций солей хлоридов (до 300 г/л) определение $k_{нт}$ с относительной погрешностью $\pm 30\%$ возможно только при $k_{нт} \geq 0,5$; при $k_{нт} < 0,5$ определение его с такой точностью невозможно даже при максимальной солёности пластовых вод. Заводненные пласты имеют $k_{нт} < 0,7$. Следовательно, определение текущей нефтенасыщенности пласта методом ИНК ограничивается областью $0,7 > k_{нт} \geq \geq 0,5$ и $C_{гп} \geq 100 \text{ г/л}$.

Для реализации рассмотренной методики требуется знание с высокой точностью солёности воды, поступающей из заводненного пласта. При эксплуатации нескольких пластов единым фильтром возможно заводнение нескольких пластов, причем в каждом пласте солёность воды может быть различной. Надежных методов определения солёности поступающей из каждого пласта воды в обсаженной скважине нет. Таким образом, методика опре-

деления текущей нефтенасыщенности заводненных пластов с применением ИНК имеет серьезные ограничения. Поэтому применение ИНК для решения этой задачи представляется нецелесообразным.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕЙТРОННОПОГЛОЩАЮЩИХ СВОЙСТВ МИНЕРАЛЬНОГО СКЕЛЕТА

Методика определения нефтенасыщенности заводненного пласта путем закачки в пласт водных растворов различной солёности позволяет одновременно рассчитать коэффициент остаточной нефтенасыщенности пласта $k_{но}$ и декремент временного затухания тепловых нейтронов минерального скелета $\lambda_{ск}$. Значение параметра $\lambda_{ск}$ пластов имеет познавательную и практическую ценность для дальнейшего развития нейтронных методов.

В процессе определения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов были найдены значения и изучены некоторые свойства декремента затухания тепловых нейтронов минерального скелета $\lambda_{ск}$ песчаных пластов горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения. Кривая распределения значений $\lambda_{ск}$ (рис. 37) по форме близка к логнормальному распределению. Наиболее вероятное значение $\lambda_{ск}$ равно 1 мс^{-1} , что близко к расчетному значению $\lambda_{ск}$ для чистых кварцевых песчаников. Этот факт свидетельствует о том, что параметры заводненных пластов $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$ по данным ИНК с закачкой водных растворов различной солёности определяются корректно.

Большое практическое значение имеет установление зависимости между $\lambda_{ск}$ и глинистостью пластов $C_{гп}$. Нами были прове-

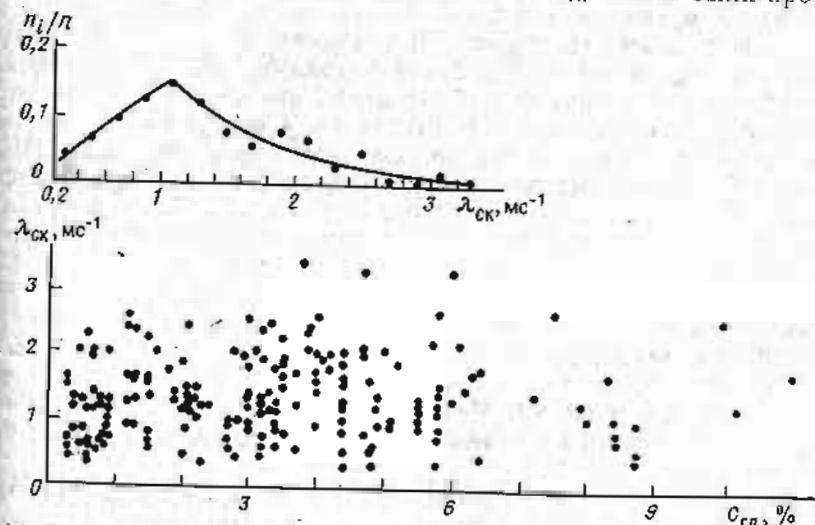


Рис. 37. Кривая распределения $\lambda_{ск}$ и зависимость $\lambda_{ск} = f(C_{гп})$ для пластов горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения

дены работы по выяснению существования функциональной связи между $\lambda_{ск}$ и $C_{гп}$ (см. рис. 37). Установлено, что такая связь отсутствует. Коэффициент корреляции между величинами $\lambda_{ск}$ и $C_{гп}$ составляет только 0,184. Выше такой вывод был сделан на основании сопоставления расчетных значений $\lambda_{ск}$ с глинистостью образцов песчаников и алевролитов. В связи с этим закачка водных растворов солей с разными поглощающими свойствами и измерение нейтронных характеристик пластов с использованием ИНК — наиболее надежное средство для независимого определения $k_{но}$ и $\lambda_{ск}$.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ, ОБСАЖЕННЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМИ ТРУБАМИ

В последние годы для расширения области применения электрического каротажа при контроле за разработкой нефтяных месторождений интервал разрабатываемых пластов в бурящихся скважинах начали перекрывать стеклопластиковыми трубами (В. Г. Голышкин, В. Г. Дворецкий). Такая конструкция скважин позволяет проводить контроль за обводнением пластов комплексом методов радиоактивного и электрического каротажа. При проведении радиоактивного каротажа необходимо учитывать одно важное обстоятельство: стеклопластиковая труба из-за высокого содержания бора является сильным поглотителем тепловых нейтронов. Поэтому необходимо в этих скважинах проводить только импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК).

Важное преимущество такой конструкции скважин — возможность проведения электрического каротажа: ИК, ВДК. Возможность периодических исследований методами ИК, ВДК повышает эффективность контроля обводнения пластов, так как эти методы позволяют различать нефтеносные и обводненные пласты при более сильном опреснении пластовых вод, чем при ИНК. В неперфорированных пластах при неизвестной солености пластовых вод метод ИК позволяет разделять нефтеносные и обводненные пласты только на качественном уровне. Количественное определение нефтенасыщенности в этих условиях по данным ИК сталкивается с той же проблемой, что и в открытом стволе — заранее неизвестна соленость пластовых вод. Если для открытого ствола скважин проблема определения солености пластовых вод разрешена, то для неперфорированных пластов она находится в стадии решения. Методика количественного измерения нефтенасыщенности по данным ВДК до настоящего времени не разработана.

В перфорированных пластах определение нефтенасыщенности предельно заводняемых пластов по данным ИК может быть выполнено путем закачки водных растворов различной солености.

Таблица 14

Скважина, время исследований	Интервалы, глубин, м	$k_{но}$ по данным	
		ИК	ИНК
1072, Бавлинская площадь, 26.VII.1984 г.	1678,4—1680,9	0,52	0,39
1072, Бавлинская площадь, 26.VI.1985 г.	1678,4—1680,9	0,6	0,34
23450, Азнакаевская площадь	1722—1730,5	0,18	0,39

Эта методика аналогично методике определения остаточной нефтенасыщенности заводняемых пластов с использованием ИНК.

Возможность определения нефтенасыщенности заводняемых пластов по данным ИК с закачкой водных растворов различной солености была опробована в двух скважинах на нефтяных месторождениях Татарской АССР. Одновременно были проведены исследования методом ИНК. Результаты исследований приведены в табл. 14.

Результаты исследований методом ИК противоречат данным ИНК. В скв. 1072 перфорированный пласт 1678,4—1680,9 м отдает пластовую воду с содержанием нефти около 2%. Если использовать значения $k_{н}$ пласта по данным ИНК для расчета доли нефти $F(n)$ в жидкости по формуле (2.37), расчетное значение нефти в жидкости составит 0—2%. Таким образом, результаты измерений $k_{н}$ методом ИНК согласуются с данными эксплуатации. Если для расчета $F(n)$ использовать значения $k_{н}$ пласта, определенные по ИК, расчетное значение доли нефти в жидкости составит 32—70%, что противоречит данным эксплуатации. В процессе эксплуатации скважин по данным ИК установлено также возрастание нефтенасыщенности пласта во времени, что противоречит здравому смыслу. Таким образом, по скв. 1072 технологические и алгоритмические операции определения нефтенасыщенности по данным ИК подлежат пересмотру.

В наблюдательной скв. 23450, служащей для контроля за продвижением мицеллярно-полимерной оторочки на опытном участке Азнакаевской площади, метод ИК дает сильно заниженные значения нефтенасыщенности по сравнению с ИНК. Такие противоречивые по данным ИК результаты получены, по нашему мнению, из-за низкой точности измерения удельных электрических сопротивлений пластов. При измерении удельных сопротивлений ствол скважин был заполнен высокоминерализованной пластовой водой. В дальнейшем необходимо вести поиск путей повышения точности измерения нефтенасыщенности пластов методами ИК и ВДК в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами.

3.4. УГЛЕРОДНО-КИСЛОРОДНЫЙ КАРОТАЖ

Углеродно-кислородный (C/O) каротаж применяется в США около 12 лет [39, 41]. Этот метод не зависит от солености пластовых вод. Сущность его заключается в следующем. При облучении горных пород нейтронами высоких энергий (14 МэВ) происходит неупругое взаимодействие быстрых нейтронов с ядрами углерода, кислорода, кальция и кремния. При этом образуется гамма-излучение неупругого рассеивания, имеющее характерные энергетические линии для каждого элемента. Например, при неупругом рассеянии на ядрах углерода в реакции $^{12}\text{C}(n, n', \gamma)^{12}\text{C}$ преимущественно образуются гамма-кванты с энергией 4,43 МэВ. При взаимодействии быстрых нейтронов с ядрами кислорода в основном испускаются гамма-кванты с энергией 6,13 МэВ.

Скважинная аппаратура, применяемая в США, содержит нейтронный источник с высоковольтным источником питания для ускорения ионов дейтерия, при взаимодействии которых с триетевой мишенью генерируются импульсы нейтронов с энергией 14 МэВ. Источник работает с частотой 20 кГц. Возникающее почти одновременно с нейтронным импульсом гамма-излучение регистрируется спектрометрическим сцинтилляционным детектором.

В скважинном приборе размещен многоканальный амплитудный анализатор и микропроцессор, которые позволяют выделять гамма-излучение неупругого рассеяния, характерное для каждого элемента, учитывать фоновое гамма-излучение, обусловленное гамма-излучением радиационного захвата и наведенной активностью. Таким образом, в аппаратуре реализована регистрация отношений концентраций двух пар элементов в горной породе: C/O, Ca/Si.

Углеродно-кислородный каротаж за рубежом получил широкое применение для доразведки, контроля обводнения пластов, оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и т. п. Недостаток C/O-каротажа — малая радиальная глубина исследования. Поэтому метод применяется только для исследования неперфорированных пластов при отсутствии зоны проникновения. Разработка C/O-каротажа в нашей стране была начата в начале 60-х гг. Однако до настоящего времени работы не вышли за рамки лабораторных исследований. Создание технических средств C/O-каротажа — одна из первоочередных задач отечественной промысловой геофизики.

3.5. ВЫДЕЛЕНИЕ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ ПО РАЗНОЙ СКОРОСТИ РАСФОРМИРОВАНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

Для выделения заводненных пластов в скважинах, пробуренных на разрабатываемых участках месторождений, был предложен следующий подход [17]. При вскрытии продуктивных пла-

стов используют промывочную жидкость, в которой растворены какие-либо соединения бора. В процессе бурения борсодержащий фильтрат промывочной жидкости проникает в пласты. После крепления скважин проводят временные измерения методом ИНК и наблюдают за расформированием зоны проникновения. Было показано, что скорость расформирования зоны проникновения в заводненных пластах значительно выше, чем в нефтеносных. При соблюдении такой технологии метод дает удовлетворительные результаты. Для вскрытия продуктивных пластов с борсодержащей промывочной жидкостью требуется значительное количество борсодержащих соединений. Для устранения дефицита этих соединений авторы сознательно упростили технологию введения борсодержащей жидкости в пласты: после окончания бурения и проведения всех геофизических исследований в скважину в интервал продуктивных пластов закачивается водный раствор борсодержащих соединений. Предполагается, что водный раствор проникает в пласты на заданную глубину. Однако упрощение технологии привело к резкому повышению неопределенности, связанной с неравномерным проникновением индикаторной жидкости в пласты. Одновременно это привело к резкому снижению эффективности метода при определении насыщенности пластов. Ввиду низкой эффективности, возникновения ряда аварийных ситуаций после закачки в ствол необсаженной скважины водных растворов, продолжительного времени задерживания скважин на проведение временных исследований методом ИНК опытно-промышленные работы по этой методике в ПО «Татнефть» прекращены. В других нефтедобывающих районах методика не опробована.

3.6. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА И СОСТАВА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ

Одна из важных составных частей контроля разработки нефтяных месторождений — гидродинамические исследования по измерению расхода и состава жидкости в скважинах. Однако техника гидродинамических исследований, применяемая в настоящее время, во многом несовершенна. Особенно это относится к глубинным расходомерам. Тахометрическая турбинка, используемая в качестве чувствительного элемента, в большинстве отечественных приборов обеспечивает простоту конструкции расходомеров, но в скважинных условиях (при наличии загрязнений и абразивных частиц в жидкости) вносит большую погрешность в измерения расхода. По паспортным данным основная приведенная погрешность указанных приборов составляет 2—5% при условии проведения измерений на воде. На практике же погреш-

ность измерений турбинными расходомерами возрастает до десятков процентов, что совершенно недопустимо.

Большую стабильность измерений в условиях агрессивных и высокоабразивных сред способны обеспечить бесконтактные расходомеры. Расходомеры этого типа не имеют каких-либо изнашивающихся деталей, вносят меньшее гидравлическое сопротивление потоку жидкости, что особенно важно для скважинных измерений, так как дополнительные затраты пластовой энергии могут существенно изменить как режим самой скважины, так и характер притока жидкости из различных прослоев продуктивного горизонта.

Один из бесконтактных методов измерения расхода жидкости, приемлемых для скважинных условий, — ультразвуковой метод. Он основан на том, что при распространении ультразвуковой волны в движущейся среде время ее прохождения от источника до приемника определяется не только скоростью распространения ультразвука в данной среде, но и скоростью движения самой среды. Разность времен прохождения ультразвука по направлению потока и против него пропорциональна скорости потока, а следовательно, и объемному расходу. Для скважинного расходомера наиболее приемлем фазовый режим работ.

Измерения скорости ультразвуковых колебаний обеспечивают минимальный порог чувствительности (0,02 м/с) относительно других способов. Наиболее сложный и ответственный узел ультразвукового расходомера — измерительный зонд. В скважинном приборе к этому узлу предъявляется ряд высоких, во многом противоречивых, требований — герметичность при высоких давлениях, минимальные габариты в пределах диаметра прибора, отсутствие повторных отражений ультразвуковых волн от поверхностей звуководов и трубопровода.

К недостаткам ультразвуковых расходомеров следует отнести большую сложность электронной схемы, малую надежность пьезометрических излучателей и приемников в условиях сильных ударов или вибраций при спуске и подъеме приборов в скважине. Кроме того, расходомеры этого типа не позволяют работать в области малых расходов (единицы м³/сут).

Одно из наиболее перспективных направлений развития техники измерения расходов жидкости — метод меток. Обеспечивая полную бесконтактность измерений при отсутствии изнашивающихся элементов в потоке, метод меток применим для измерения скоростей практически любых потоков, независимо от температуры, давления, агрессивности, загрязненности и токсичности. Под методом меток потока в настоящее время понимают создание или использование определенных образований в потоке с физическими свойствами, отличающимися от свойств потока, по скорости перемещений которых судят о расходе жидкости. Например, при измерении времени прохождения метки между двумя сечениями трубопровода, в которых происходит регистра-

ция метки, основная зависимость измерения выражается формулой

$$Q = SL/\Delta t, \quad (3.47)$$

где L — расстояние между детекторами метки (или между источником и детектором); Δt — время движения метки; S — сечение трубопровода.

Широкие перспективы в ряде областей техники возникли в связи с применением меток на основе ядерного магнитного резонанса. В этом случае измеряется время прохождения потоком жидкости определенного участка трубопровода, в начале которого осуществляется периодическая деполяризация ядер (предварительно непрерывная поляризация в сильном магнитном поле), а в конце — контролируется изменение сигнала ядерного резонанса, выражающееся в резком изменении энергии, поглощаемой из резонансного радиочастотного поля. Ядерно-магнитная расходометрия включает два основных метода: амплитудный и метод меток. Амплитудный метод применяется для жидкостей с малыми (доли секунды) временами релаксации (водные растворы солей и кислот, глицерин). Недостаток метода — зависимость амплитуды сигнала ядерного магнитного резонанса от концентрации парамагнитных ионов. Методом меток можно измерять расход органических соединений широкого класса (спирта, бензина, керосина, нефти и др.). При этом, расстояние между катушками пугации и детектора не может быть бесконечно малым, а время прохождения этого расстояния меченым участком жидкости должно быть меньше времени релаксации (иначе за это время жидкость успеет восстановить свою намагниченность). Метод меток применим не для всех жидкостей, а только для жидкостей, имеющих значительное (порядка нескольких секунд) время релаксации. Поэтому ядерно-магнитные расходомеры не способны работать в двухфазных жидкостях, например типа вода—нефть. Кроме того, существующий уровень техники не предоставляет возможность создания в настоящее время расходомера на основе ЯМР для измерений в обсадной колонне нефтяной скважины.

Наиболее конструктивно просты расходомеры с тепловой меткой. При этом расходомер возможно применять для измерений температуры, используя датчик термометра. Измерительный зонд такого расходомера может иметь небольшую площадь поперечного сечения, что снижает гидравлическое сопротивление потоку.

Таким образом, метод измерения расхода с использованием тепловой метки должен быть исследован, в первую очередь, как основа создания скважинного расходомера.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА, ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ

В 1975 г. в ПО «Татнефтегеофизика» автором был предложен метод импульсной терморасходомерии для измерения расхода жидкости в скважинах. Сущность метода состоит в том, что тепловую метку вводят в поток жидкости и измеряют время переноса метки от импульсного источника тепла до датчика температуры.

Для импульсного нагрева жидкости использован разряд накопительных конденсаторов через жидкость. В процессе разряда конденсаторов электрическая энергия переходит в тепловую, в результате чего происходит импульсный нагрев жидкости. Электрическая энергия конденсатора

$$W = CU^2/2, \quad (3.48)$$

где C — емкость конденсатора; U — напряжение на обкладках конденсатора.

Например, если разрядить конденсатор емкостью 1000 мкФ с напряжением на обкладке 400 В, жидкости сообщится количество тепла, равное 80 Дж, что позволит увеличить температуру 100 см³ воды на 0,19 °С. Поскольку в настоящее время существуют датчики температур с чувствительностью до 0,001 °С, появляется возможность регистрации тепловой метки, создаваемой разрядом конденсатора емкостью $C \geq 1000$ мкФ с напряжением на обкладке 300—450 В.

При разряде накопительных конденсаторов через жидкость можно измерить и электрическое сопротивление жидкости. Известно, что изменение напряжения на обкладках конденсатора C при разряде через сопротивление R происходит по закону

$$U(t) = U_0 \exp[-t/RC], \quad (3.49)$$

где U_0 и $U(t)$ — начальное и текущее напряжение; t — время.

Из (3.49)

$$R = \frac{t}{C \ln(U(t)/U_0)}. \quad (3.50)$$

Следовательно, измерив время спада напряжения до заданного фиксированного значения $U(t)$, можем определить R , т. е. электрическое сопротивление жидкости, по которой происходит разряд. Измерение электрического сопротивления жидкости может иметь самостоятельное значение в добывающих скважинах. Так, если известна соленость (электрическое сопротивление) воды в водонефтяной смеси, измерив электрическое сопротивление этой смеси, можем определить соотношение нефти и воды в потоке. Таким образом, на базе описанных принципов открывается возможность создания скважинного прибора, позволяющего измерить температуру, расход и электрическое сопротивление жидкости.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ СКВАЖИН

Для изучения возможности измерения расхода и электрического сопротивления жидкости в скважинах были изготовлены макеты импульсного термического расходомера, модели обсаженных скважин и проведены экспериментальные исследования.

Макет расходомера состоит из импульсного теплового источника, зондового устройства, датчика температуры и частотомера. Импульсный тепловой источник включает блок питания, блок накопительных электролитических конденсаторов емкостью до 1600 мкФ. Импульсный нагрев жидкости осуществляется путем разряда накопительных конденсаторов между кольцевым и центральным электродами. Зондовое устройство представляет собой эбонитовую трубу, открытую с обоих концов. На одном конце расположены электроды, между которыми происходит разряд, на другом — датчик температуры. По внутреннему сечению эбонитовой трубы происходит движение тепловой метки от импульсного теплового источника до датчика температуры. Этим обеспечивается перенос нагретой порции жидкости без рассеивания по сечению колонны. В качестве датчика температуры был выбран емкостной преобразователь температуры. Для измерения времени переноса тепловой метки показания преобразователя температуры считываются через каждые временные интервалы начиная с момента разряда накопительных конденсаторов до прохождения тепловой метки через датчик температуры.

Описанным макетом расходомера были проведены исследования с целью изучения возможности создания тепловой метки требуемой амплитуды и установлены связи между временем переноса тепловой метки и расходом жидкости. На рис. 38 приведены результаты измерений при центрированном расположении макета в колонне. Из приведенных данных видно, что выбранная схема импульсного теплового источника создает тепловую метку такой амплитуды, которая надежно регистрируется датчиком температур при расходах жидкости до 96 м³/сут (создать расходы жидкости выше 96 м³/сут не позволяет гидродинамическая система модели). На рис. 38 приведены типичные зависимости, полученные при различных расходах жидкости.

Для определения времени переноса тепловой метки применяется следующая процедура. Проводится прямая по точкам, соответствующим температуре жидкости до прихода тепловой метки. Затем проводится прямая по точкам, образующим передний фронт тепловой метки. Расстояние от нуля времени, соответствующего началу разряда накопительных конденсаторов, до точки пересечения двух прямых определяет время переноса тепловой метки t . Для получения зависимости времени переноса тепловой метки t от расхода жидкости Q в колонне диаметром

127 мм при заданном расходе жидкости измерялось время t . Этими измерениями установлено, что зависимость $1/t=f(Q)$ носит линейный характер в пределах изменения расхода жидкости от 0 до 96 м³/сут и описывается уравнением

$$1/t = 0,0015Q + 0,0214, \quad (3.51)$$

где t — время, с; Q — расход жидкости, м³/сут.

Были проведены исследования по изучению изменения времени переноса тепловой метки при заданном расходе жидкости от азимутального эксцентричного расположения в колонне макета расходомера. Получено, что при $Q=32$ м³/сут и различном азимутальном расположении макета расходомера относительное изменение t достигает 20%. Большой практический интерес представляет измерение расхода жидкости в скважинах в пределах перфорированных пластов.

Для изучения возможности определения расхода жидкости в пределах перфорированных пластов была изготовлена модель обсадной колонны, жидкость в которую втекает из перфорированных отверстий. Плотность перфорации составляет 20 отв. на 1 м колонны. В пределах перфорированной части колонны измерение расхода жидкости производилось через каждые 0,2 м с установкой импульсного теплового источника макета расходомера против соответствующих перфорационных отверстий. Измерения проводились при трех заданных расходах жидкости, соответственно 20, 45 и 96 м³/сут, и при центрированном положении прибора.

Исследованиями установлено, что в пределах интервала перфорации время переноса тепловой метки изменяется в широких пределах. В отдельных точках колонны, где заведомо существует расход жидкости, тепловая метка датчиком температур не регистрируется. Но достаточно сдвинуть прибор на 2—3 см вверх или вниз, как тепловая метка начинает регистрироваться. Причина, почему тепловая метка не регистрируется датчиком температур, не ясна. Возможно, что при радиальном втекании жидкости в колонну из перфорационных отверстий тепловая метка выносятся из

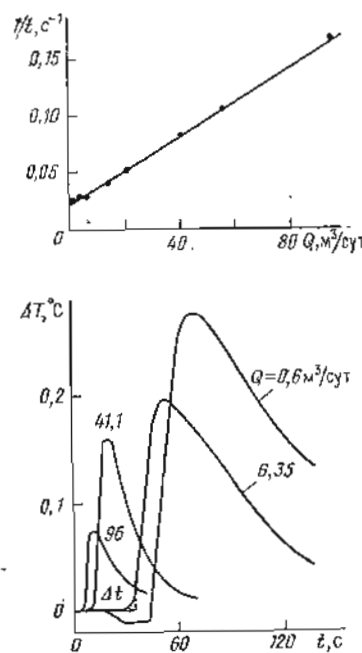


Рис. 38. Результаты модельных исследований макетом импульсного термического расходомера

зондовой части прибора и рассеивается по сечению колонны. В других точках время переноса тепловой метки чрезвычайно завышается, возможно, за счет струйных потоков жидкости в колонне. Разброс времени переноса тепловой метки увеличивается с увеличением расхода жидкости.

Таким образом, время переноса тепловой метки в интервалах перфорации не соответствует заданному расходу жидкости. Вне интервала перфорации времена переноса тепловой метки стабилизируются и пропорциональны расходам жидкости. Стабилизация времени переноса тепловой метки начинается на расстоянии 0,1 м и более от интервала перфорации.

Анализ экспериментальной зависимости времени переноса тепловой метки от расхода жидкости и воспроизводимости измерения времени переноса t при заданном расходе (см. рис. 38) показывает следующее: порог чувствительности метода импульсной теплорасходомерии 0,2 м³/сут, относительная ошибка измерения расхода при $Q=30$ м³/сут равна $\pm 5\%$. С увеличением расхода относительная ошибка при заданном режиме измерения растет и при $Q=100$ м³/сут составляет приблизительно 12%. При движении жидкости сверху вниз (режим нагнетательных скважин) порог чувствительности лежит в области 6,6—8,4 м³/сут.

Для изучения возможности измерения электрических сопротивлений жидкости макет импульсного термического расходомера погружали в водные растворы с известным удельным электрическим сопротивлением и измеряли время спада напряжения на обкладках накопительных конденсаторов при разряде. Кривые спада напряжения при разряде конденсаторов снимали с экрана запоминающего осциллографа С8-9А. Путем графической обработки кривых спада напряжения определяли электрическую постоянную разряда τ , которая, согласно (3.50), линейно связана с электрическим сопротивлением жидкости.

Зависимость $\tau=f(\rho_v)$ по экспериментальным данным для диапазона ρ_v от 0,062 до 20 Ом·м линейная. Таким образом, предложенный способ может быть рекомендован для измерения электрических сопротивлений скважинной жидкости в комплексе с измерениями температуры и расхода этой жидкости.

С макетом импульсного терморасходомера были проведены исследования с целью оптимизации элементов конструкции приборов и совершенствования методики измерения расхода жидкости в скважинах. Наиболее важный элемент конструкции приборов — зондовая часть. На основе модельных измерений было установлено, что для повышения точности измерения времени переноса тепловой метки необходимо, чтобы площадь сечения входных и выходных в зондовой части прибора окон была значительно больше площади сечения трубы, по которой идет перенос тепловой метки вместе с потоком жидкости. Это требование было учтено при создании макетов глубинных приборов.

Другой важной проблемой было снижение порога реагирования. Важным фактором, определяющим порог реагирования, является конвективное движение тепловой метки при отсутствии потока жидкости за счет градиента температур. При измерении малых расходов жидкости конвективное движение тепловой метки — серьезная помеха. Известно, что конвективное движение жидкости в трубе возможно лишь в том случае, когда градиент температуры в канале выше определенной величины, называемой критическим градиентом $\Gamma_{кр}$. Если в канале существующий градиент температуры ниже $\Gamma_{кр}$, жидкость остается в покое и ведет себя в тепловом отношении как твердое тело. Величина $\Gamma_{кр}$ определяется соотношением

$$\Gamma_{кр} = \Pi (av/g\beta) R^{-4},$$

где R — радиус канала; Π — конвективный параметр; g — ускорение свободного падения; a , v , β — коэффициенты, характеризующие физические свойства жидкости.

С помощью макета импульсного термического расходомера экспериментально была определена минимальная энергия, при передаче которой в жидкость конвективного переноса тепловой метки нет. Установлено, что при энергии менее 25 Дж конвективный перенос тепловой метки отсутствует.

ОПРОБОВАНИЕ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОЙ ТЕРМОРАСХОДОМЕТРИИ В СКВАЖИНАХ

Для проведения экспериментальных исследований в скважинах был разработан опытный образец скважинного импульсного терморасходомера. В приборе в качестве импульсного источника тепла использован блок электролитических конденсаторов. Геометрические размеры накопительных конденсаторов определяют в основном наружный диаметр и длину прибора.

Регистрация изменения температуры во времени производится на магнитную ленту регистратора «Триас» или на фотобумагу каротажных станций. На рис. 39 приведен эталонировочный график для импульсного термического расходомера. Зависимость $Q = f(1/t)$ (где Q — расход жидкости, $m^3/сут$, t — время переноса тепловой метки от импульсного источника тепла до датчика температуры) имеет линейный вид и аппроксимируется прямой

$$Q = 603(1/t) + 9,3. \quad (3.52)$$

Из (3.52) видно, что порог реагирования импульсного термического расходомера около $9 m^3/сут$.

Макетом импульсного термического расходомера выполнены измерения расхода закачиваемой воды в нагнетательной скважине 4379-а Азнакаевской площади (см. рис. 39). Измерения расхода жидкости проведены в нормальном режиме работы скважины (кривая 1) и в режиме искусственного ограничения дебита скважины путем частичного закрытия задвижки на линии водовода (кривая 2). При первом режиме интегральный расход

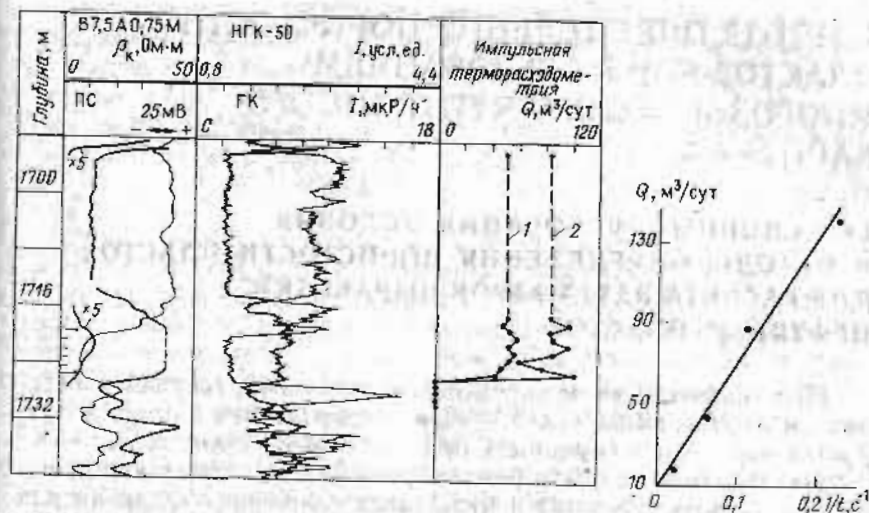


Рис. 39. Эталонировочный график и результаты исследований в нагнетательной скважине импульсным терморасходомером

жидкости составляет приблизительно $100 m^3/сут$, при втором режиме — около $60 m^3/сут$. Таким образом, в пределах расхода до $100 m^3/сут$ импульсный термический расходомер хорошо реагирует на изменение дебита в реальных скважинах.

Экспериментальными исследованиями установлено, что регистрируемая амплитуда теплового импульса зависит от расхода жидкости и инерционности теплового датчика. При допустимых габаритах глубинного прибора, которые определяются размерами накопительных конденсаторов, возможно измерение расходов жидкости до $250-300 m^3/сут$. Для расширения диапазона измеряемых расходов необходимо увеличение сообщаемой жидкости энергии. Одним из путей повышения этой энергии в ограниченных размерах скважинного прибора может быть передача энергии сериями импульсов. Оценки показывают, что за 1 с жидкости можно сообщить энергии $1-8 кДж$, что в $1,5-15$ раз больше энергию однократного разряда накопительных конденсаторов. Этот принцип создания теплового импульса в потоке применен в последних вариантах скважинных расходомеров. В настоящее время ПО «Татнефтегеофизика» разработаны экспериментальные макетные образцы скважинных расходомеров с внешним диаметром 36 мм и длиной около 2 м, с помощью которых проводятся модельные и скважинные исследования. Предварительные результаты показывают, что макетные образцы скважинных расходомеров дают возможность измерять расход жидкости в скважинах в режиме дебитомера в пределах от $0,2$ до $500 m^3/сут$, в режиме расходомера — от 9 до $500 m^3/сут$ с относительной ошибкой не более 10% . Полученные данные позволяют сделать вывод о необходимости широкого внедрения метода импульсной терморасходомерии в промышленную геофизику.

4. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОЗОНДОВОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

4.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, УСЛОВИЯ И МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

При количественном определении начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности песчано-алевролитовых пластов требуется определить пористость пластов с точностью $\pm 1\%$.

Начальная и текущая нефтенасыщенности определяются методами электрокаротажа в бурящихся скважинах. Условия для измерения пористости пластов в таких скважинах наиболее благоприятные: есть возможность проводить исследования до и после крепления, комплексовать различные методы, менее выражено влияние солёности вод в пласте и в скважине на показания методов. В нефтяных районах, в геологическом разрезе которых имеются опорные пласты с известной и близкой к нулю пористостью, для определения пористости пластов успешно применяются однозондовые варианты стационарных нейтронных методов НГК, НК и гамма-каротаж.

В условиях Западной Сибири в геологическом разрезе таких опорных пластов нет. Поэтому комплекс НК, ГК применяется только для качественного выделения коллекторов. В этом регионе для определения пористости пластов широко используется метод ПС. Однако из (2.2) видно, что амплитуда кривой ПС для продуктивных пластов зависит как от коллекторских свойств, так и от солёности пластовых вод и фильтрата промышленной жидкости. В результате заводнения пластов закачиваемыми водами происходит сильная деформация кривой ПС, что приводит к глубокому искажению интерпретационного параметра $\alpha_{ПС}$, применяемого для определения пористости пластов. По этим причинам статистически установленная связь $\alpha_{ПС} = f(k_n)$ имеет низкую надёжность. Так, коэффициент корреляции этой связи для Урьевского и Покачевского месторождений составляет приблизительно 0,65. Поэтому задача повышения точности определения пористости пластов для нефтяных месторождений Западной Сибири остается актуальной.

При измерении остаточной нефтенасыщенности разрабатываемых пластов методом импульсного нейтронного каротажа требуется определить текущую пористость пласта, которая может отличаться от начальной пористости, характерной для пласта в момент бурения скважины. При разработке продуктивного

пласта пористость может изменяться за счет: а) закачки в пласт различных кислот и химических реагентов для повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны скважины; б) механического разрушения минерального скелета пласта за счет высоких скоростей фильтрации жидкостей в пласте, особенно в прискважинной зоне пласта. Кроме того, для старого фонда скважин часто не бывает надежных сведений о начальной пористости пласта.

Условия для измерения пористости пластов при реализации технологии определения остаточной нефтенасыщенности — наиболее экстремальны: измерения производятся через насосно-компрессорные трубы в добывающих скважинах; при разной солёности вод в пластах и в скважине. Если пласт вскрыт перфорацией, цемент против пласта частично разрушается и в разной степени осолоняется, а против разрабатываемых пластов наблюдаются радиогеохимические аномалии. В этих условиях однозондовые варианты нейтронного каротажа, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж не пригодны для определения пористости пластов.

Двухзондовый вариант импульсного нейтронного каротажа, позволяющий определять одновременно параметры $\tau_{пл}$, $D_{пл}$ и через $D_{пл}$ пористость пласта, до сих пор не нашел промышленного применения. Это объясняется тем, что не было удовлетворительной аппаратуры двухзондового ИНК. Проблема определения $D_{пл}$ по алгоритмам (3.10), (3.11) сталкивается с физическими и техническими ограничениями (влияние неоднородности пластов, солёности вод, насыщающих пласт и заполняющих ствол скважин, необходимость учета эффективности регистрации тепловых нейтронов или радиационного гамма-излучения по каждому зонду).

Для определения $D_{пл}$ необходимо измерить временные спектры ИНК на двух зондах, один из которых должен быть довольно протяженным. При существующих импульсных источниках нейтронов для обеспечения требуемой статистической точности на протяженном зонде приходится проводить точечную или непрерывную запись на очень низкой скорости (10—20 м/ч). Это обстоятельство чрезвычайно удлиняет время измерений. При недостаточности высоких ресурсов работы используемых нейтронных трубок затруднительно создавать аппаратуру широкого применения. В связи с этим прекрасная идея создания универсального генератора нейтронов для одновременного определения $\tau_{пл}$ и $D_{пл}$ теряет свою привлекательность.

Наиболее перспективным для определения пористости пластов является многозондовый нейтронный каротаж (МНК). Принцип МНК заключается в том, что измеряют плотность тепловых нейтронов на двух и более расстояниях от стационарного источника быстрых нейтронов. Отношение показаний двух зондов или длина релаксации пространственного распределения нейтронов зависит от пористости пласта и служит интерпретационным па-

раметром. При оптимизации конструкции зондовой части и длин зондов параметры МНК оказываются наиболее устойчивыми к помехам различного рода.

Аппаратура и методика для реализации МНК разработаны в СССР и США. В США МНК под названием компенсированного нейтронного каротажа (CNL) применяется более 10 лет. Существуют глубинные приборы диаметром 86 и 43 мм для исследования скважин различных конструкций.

В нашей стране разработаны несколько типов аппаратуры МНК (К-7, РКС-2).

В аппаратуре всех трех типов (CNL, К-7, РКС-2) измерение пространственного распределения нейтронов ведется двумя индикаторами нейтронов на двух (CNL, РКС-2) или четырех (К-7) зондах. Наличие двух протяженных гелиевых счетчиков в аппаратуре К-7, РКС-2 приводит к резкому искажению пространственного распределения тепловых нейтронов в среде за счет образования прямого потока быстрых нейтронов вдоль прибора. В результате измеренная функция пространственного распределения тепловых нейтронов не соответствует реальной функции распределения в системе скважина—пласт без введения прибора. Поэтому приходится вводить такой интерпретационный параметр, как отношение скоростей счета одного и другого зондов. Этот параметр неадекватен функции пространственного распределения тепловых нейтронов в системе скважина—пласт, зависит от множества неконтролируемых факторов и является крайне неустойчивым.

Нам представляется, что именно по этой причине методика определения пористости пластов с использованием аппаратуры К-7, РКС-2 до сих пор не получила промышленного применения.

В 1975—1980 гг. в ПО «Татнефтегеофизика» автором совместно с Л. Н. Воронковым, В. П. Лядовым, Ю. М. Малыгиным были разработаны методические основы и аппаратура МНК [26].

В 1975—1977 гг. были разработаны и изготовлены четыре макета аппаратуры МНК-42 с наружным диаметром прибора 42 мм. С помощью этой аппаратуры были проведены исследования на физических моделях пластов и в скважинах. В процессе опытной эксплуатации подготовлены технические требования к аппаратуре МНК-42. В 1981 г. согласно этим требованиям разработана аппаратура МНК-42, включающая один нейтронный канал с переменными зондами и канал для регистрации естественной радиоактивности. Нейтронный канал выполнен на основе гелиевого детектора тепловых нейтронов СНМ-18. Изменение зондов производится путем перемещения источника нейтронов относительно детектора на различные расстояния. В приборе реализованы переменные зонды длиной от 35 до 75 см с шагом 5 см.

Все свободное пространство зондового устройства, в котором перемещается источник нейтронов, заполняется трансформатор-

ным маслом для уменьшения прямого потока нейтронов от источника. Такая конструкция глубинного прибора позволяет измерять с высокой точностью длину релаксации пространственного затухания плотности тепловых нейтронов в различных средах. В связи с этим намечается путь методического и метрологического обеспечения метода определения пористости пластов с помощью МНК.

Канал ГК прибора МНК-42 включает два детектора гамма-излучения NaI(Tl) размером 25×65 мм, два ФЭУ-75 и блок электроники. За счет тонкой стенки защитного кожуха достигается уменьшение поглощения естественного гамма-излучения. Эффективность регистрации естественного гамма-излучения в приборе МНК-42 в 1,5—2 раза выше эффективности канала ГК широко распространенного прибора ДРСТ-3.

Высокая эффективность регистрации излучений каналами НК и ГК прибора МНК-42 позволяет исследовать разрезы скважин несколькими зондами МНК за меньший промежуток времени, чем прибором ДРСТ-3.

Путем физического и математического моделирования получены палеточные материалы для определения пористости пластов по данным МНК. Проведено сравнение значений пористости пластов различной литологии, определенных по данным МНК и каменного материала. На основании этих работ составлено «Методическое руководство для определения пористости пластов методом МНК». Этими работами подготовлены основы для внедрения метода МНК в промышленную геофизику.

4.2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ ОТ ИСТОЧНИКОВ БЫСТРЫХ НЕЙТРОНОВ В СИСТЕМЕ СКВАЖИНА — ПЛАСТ

Принцип выбранной модификации МНК заключается в том, что измеряют плотность потока тепловых нейтронов $n(z_i)$ на различных расстояниях z_i от источника нейтронов путем перемещения источника относительно детектора. Длина релаксации пространственного затухания плотности потока нейтронов λ зависит от пористости k_p . Для построения алгоритмов определения λ необходимо знать вид пространственного распределения тепловых нейтронов от источника быстрых нейтронов в цилиндрической двухслойной среде.

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования показывают, что в двухслойной цилиндрической среде

функция пространственного затухания тепловых нейтронов имеет вид

$$n(z_i) = \frac{A \exp[-z_i/\lambda]}{z_i^n}, \quad (4.1)$$

где A и n — постоянные величины, определяемые из данных расчета и опыта.

В большинстве работ в области ядерной геофизики принято считать, что показатель степени n изменяется от 0 до 1 [7, 13, 23]. Весьма точные измерения вида функции в воде дают значенные $n=2$. Точное знание n в уравнении (4.1) имеет принципиальное значение при разработке алгоритмов определения λ . Эта задача была решена нами экспериментально методом активации фольг, который исключает влияние прибора на пространственное распределение плотности тепловых нейтронов.

Для экспериментальных исследований была выбрана модель карбонатного пласта с $k_n=0,5\%$, пересеченная обсаженной скважиной. Диаметры скважины и обсадной колонны были равны соответственно 300 и 127 мм. В качестве детектора была применена диспрозиевая фольга. Активация диспрозия идет по реакции $^{164}\text{Dy}(n, \gamma)^{165}\text{Dy}$, в результате чего образуется изотоп ^{165}Dy с периодом полураспада 140 мин.

Для облучения был использован полоний-бериллиевый источник с выходом нейтронов около 10^7 нейтр/с. Время облучения значительно превышало равновесное время. Плотность тепловых нейтронов измерялась с шагом 2,5 см на расстояниях от 3 до 65 см от источника нейтронов. Измерение активности диспрозиевой фольги проводилось торцевыми счетчиками β -излучения МСТ-17 на установке ПП-8 в течение 4 ч. Начальная активность диспрозиевой фольги, соответствующая плотности тепловых нейтронов, определялась путем экстраполяции кривой спада активности диспрозиевой фольги к времени конца облучения.

Время экспериментальных работ составляло несколько десятков дней. Ввиду этого вводилась поправка на снижение выхода нейтронов источника за счет распада полония. В процессе облучения источник нейтронов и диспрозиевая фольга прижимались к стенке обсадной колонны.

На рис. 40 приведены результаты экспериментальных работ. Видно, что в геометрии обсаженной скважины для зондов $z \geq 35$ см закон пространственного затухания тепловых нейтронов удовлетворительно аппроксимируется функцией

$$n(z_i) = (A/z_i^2) \exp[-z_i/\lambda], \quad (4.2)$$

где λ — длина релаксации в области $z_i \geq 35$ см.

На основании этих измерений в аппаратуре МНК были установлены переменные зонды в области 35—75 см. Найденный закон асимптотического распределения нейтронов (4.2) позволяет

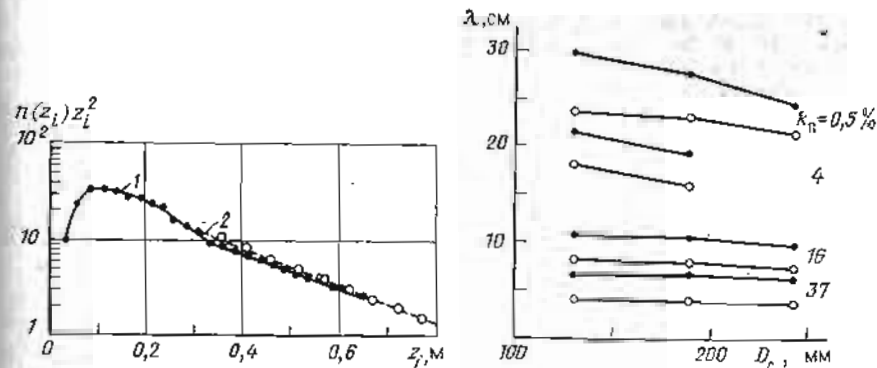


Рис. 40. Кривые пространственного распределения плотности потока тепловых нейтронов от источника быстрых нейтронов и зависимости параметра λ от диаметра скважин.

1 и 2 — кривые $n(z_i)$, измеренные методом диспрозиевой фольги и прибором МНК-42 соответственно

построить простой алгоритм определения λ . При измерениях плотности тепловых нейтронов $n(z_i)$ на двух зондах z_1 и z_2

$$\lambda = \frac{z_2 - z_1}{\ln [n(z_1)z_1^2 / n(z_2)z_2^2]}. \quad (4.3)$$

В случае измерения $n(z_i)$ на трех или более зондах определение параметра λ производится графически или методом наименьших квадратов.

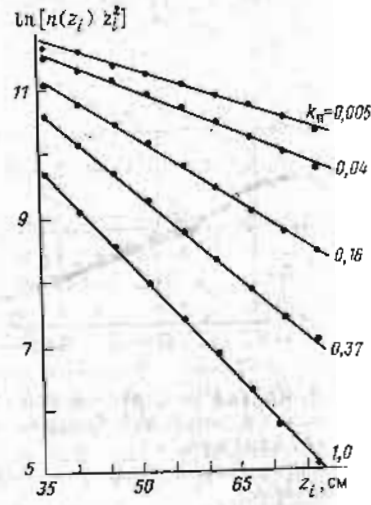
4.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОТОКА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ НА ФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТОВ

Исследование пространственного распределения плотности тепловых нейтронов на физических моделях пластов прибором МНК-42 проводилось с целью получения палеточных зависимостей $k_n = f(\lambda)$ и изучения влияния различных факторов (литологии, конструкции прибора, диаметра скважины, солености вод) на величину λ .

Модели позволяют имитировать пласты кальцита с пористостью 0,5, 4, 16 и 37%. Диаметры необсаженных скважин составляют 130, 190 и 243 мм. Скважины диаметрами 190 и 243 мм могут перекрываться обсадной колонной диаметром 127 мм. Бак с водой больших размеров является средой с пористостью 100%.

Физические модели песчаников с пористостью 37% с диаметрами скважин 220 и 300 мм и обсадной колонны 127 мм имеются в институте ТатНИПИнефть. Конструкция моделей позволяет изменять соленость вод, насыщающих пласт и заполняющих скважину.

Рис. 41. Кривые $n(z_i)$, измеренные прибором МНК-42 на карбонатных моделях пластов и в воде. Сквaziна необсажена: диаметр 190 мм



На физических моделях пластов известняков и песчаников были проведены измерения пространственного распределения плотности тепловых нейтронов прибором МНК-42 с использованием двух источников с различным энергетическим спектром нейтронов: полоний-бериллиевый и калифорниевый (^{252}Cf). На рис. 41 приведена одна группа кривых пространственного затухания тепловых нейтронов $n(z_i)$, полученных на карбонатных моделях пластов различной пористости и в воде аппаратурой МНК-42. Видно, что экспериментальные точки в системе координат $\ln [n(z_i) z_i^2]$, z_i с высокой точностью ложатся на прямую. Это свидетельствует о том, что пространственный спад тепловых нейтронов в области пористости 0—100% и зондов $z_i=35\div 75$ см подчиняется установленному распределению (4.2). Результаты измерений на моделях пластов были обработаны на ЭВМ. Методом наименьших квадратов для каждого варианта измерений были вычислены параметр λ и его среднеквадратичная ошибка.

Обобщенные результаты исследований приведены в табл. 15. Важное значение имеет следующий факт. Длина релаксации в воде для калифорниевый источник, измеренная прибором МНК-42, равна $7,01 \pm 0,1$ см. Специальные точные измерения параметра λ в воде для этого же источника, проведенные Бюро стандартов США методом активации фольг, дают $7,1 \pm 0,1$ см.

Удовлетворительная сходимость значений параметра λ , измеренных прибором МНК-42 и методом активации фольг, наблюдается и для двухслойной цилиндрической среды. На рис. 40 приведены результаты измерений пространственного распределения тепловых нейтронов на модели пласта с $k_n=0,5\%$, полученные прибором МНК-42 и активацией диспрозиевой фольги. Значения λ для каждого способа измерений составляют соответственно $22 \pm 0,2$ и $24 \pm 0,27$ см. Некоторое занижение (на

Таблица 15

Диаметр сквaziны, мм	λ , см					Примечание
	0,5	4	16	37	100	
190	$34,70 \pm 0,83$	$24,41 \pm 0,63$	$15,87 \pm 0,14$	$11,73 \pm 0,08$	$9,09 \pm 0,06$	Ро-Ве-источник, сквaziна на необсажена
190	$32,71 \pm 1,01$	$24,25 \pm 0,64$	$15,60 \pm 0,19$	$11,51 \pm 0,08$	$9,09 \pm 0,06$	То же
243	$29,30 \pm 0,08$	—	$15,01 \pm 0,15$	$11,19 \pm 0,07$	$9,09 \pm 0,06$	"
190	$29,45 \pm 0,6$	—	$14,13 \pm 0,12$	$11,09 \pm 0,08$	$9,09 \pm 0,06$	"
243	$24,54 \pm 0,27$	—	$14,08 \pm 0,13$	$10,94 \pm 0,04$	$9,09 \pm 0,06$	Ро-Ве-источник, сквaziна на необсажена
190	$29,74 \pm 0,72$	$23,65 \pm 0,4$	$13,88 \pm 0,29$	$9,5 \pm 0,09$	$7,01 \pm 0,1$	^{252}Cf -источник, сквaziна необсажена
190	$28,11 \pm 0,7$	$20,85 \pm 0,28$	$12,91 \pm 0,1$	$9,07 \pm 0,03$	$7,01 \pm 0,1$	То же
243	$26,46 \pm 0,48$	—	$12,39 \pm 0,08$	$8,89 \pm 0,06$	$7,01 \pm 0,1$	"
190	$24,24 \pm 0,64$	—	$11,9 \pm 0,1$	$9,00 \pm 0,1$	$7,01 \pm 0,1$	^{252}Cf -источник, сквaziна необсажена
243	$23,09 \pm 1,9$	—	$11,75 \pm 0,04$	$8,69 \pm 0,07$	$7,01 \pm 0,1$	То же

Таблица 16

Заполнение ствола	Насыщение пласта	λ , см		Тип модели	Источник
		$D_c=222$ мм	$D_c=298$ мм		
пв св пв св	пв пв св св	$11,32 \pm 0,05$ $11,31 \pm 0,04$ $11,27 \pm 0,03$ $11,27 \pm 0,05$	$11,10 \pm 0,04$ $11,04 \pm 0,04$ $11,00 \pm 0,03$ $11,14 \pm 0,07$	SiO_2 , $k_n=37\%$	Ро-Ве
пв св пв св	пв св св пв	$12,36 \pm 0,10$ $12,51 \pm 0,10$ $12,41 \pm 0,06$ $12,37 \pm 0,04$	— — — —	Смесь песка с мраморной крошкой; 60% CaCO_3 , 40% SiO_2 , $k_n=33\%$	
пв св пв св	пв св св пв	$8,97 \pm 0,04$ $8,93 \pm 0,08$ $8,83 \pm 0,05$ $8,93 \pm 0,08$	$8,73 \pm 0,05$ $8,80 \pm 0,06$ $8,60 \pm 0,08$ $8,80 \pm 0,06$	SiO_2 , $k_n=37\%$	^{252}Cf
пв св пв св	пв св св пв	$10,15 \pm 0,03$ $10,18 \pm 0,04$ $9,90 \pm 0,10$ $9,89 \pm 0,05$	— — — —	Смесь песка с мраморной крошкой; 60% CaCO_3 , 40% SiO_2 , $k_n=33\%$	

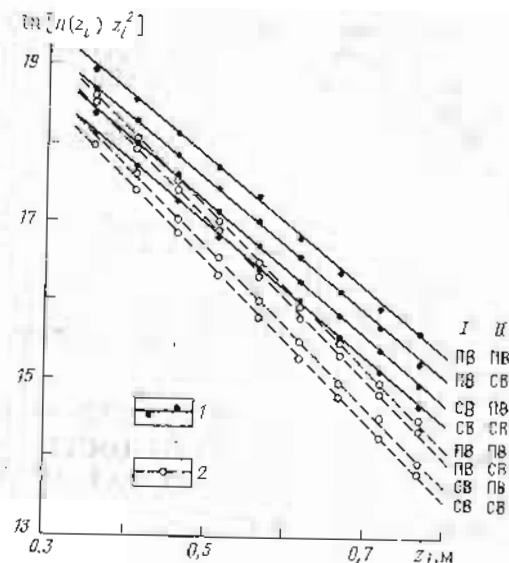
Примечание. пв — пресная вода; св — соленая вода плотностью 1,18 г/см³.

8% отн.) значения λ пласта при измерении прибором МНК-42 объясняется влиянием краевых эффектов: при активации диспрозиевой фольги источник нейтронов устанавливали в середине модели, а при измерении прибором МНК-42 в положении самого короткого зонда источник нейтронов оказывался на 40 см выше середины модели, на позиции самого длинного зонда на 15 см ниже верхней границы модели. Такое неблагоприятное расположение источника нейтронов при измерениях прибором МНК-42 вынуждены были выбрать из-за отсутствия зумпфа в нижней части модели пласта. При дальнейшем перемещении прибора МНК-42 на 10 см вверх занижение параметра λ достигает 20% отн.

Сравнение значений λ , измеренных прибором МНК-42 и методом активации фольг для различных сред показывает, что прибор МНК-42 не вносит искажения в распределение поля нейтронов в среде и является средством для измерения с высокой точностью длины релаксации пространственного спада тепловых нейтронов в разных средах.

Рис. 42. Кривые $n(z_i)$, измеренные прибором МНК-42 на лещаных моделях пластов при различной солености воды, заполняющей ствол скважин и насыщающей пласт.

Источники: 1 — Ро-Ве; 2 — Cf; I — заполнение колонны; II — насыщение пласта; ПВ — пресная вода; СВ — соленая вода



На физических моделях ТатНИПИнефть были выполнены исследования по изучению влияния солености вод, насыщающих пласт и заполняющих скважину, на параметр λ МНК (табл. 16, рис. 42). Установлено, что λ не зависит от солености вод, насыщающих пласт и заполняющих скважину для источников обоих типов. Максимальный эффект не может превышать 0,5% абсолютного значения пористости при полной замене пресной воды на соленую с плотностью 1,18 г/см³ одновременно в пласте и скважине. Это объясняется тем, что после процесса замедления и термализации нейтронов в пласте до тепловых энергий поле тепловых нейтронов затухает в пространстве довольно медленно и дальнейшее расплывание поля за счет диффузии нейтронов незначительно вследствие малости диффузионной длины (2,5—5 см) по сравнению с длиной замедления (18—68 см).

Эти исследования позволяют сделать вывод, что при определении пористости по данным МНК можно не учитывать нейтронные поглощающие свойства пласта и скважины.

Измерениями на модели пласта с необсаженной скважиной диаметром 243 мм установлено, что параметр λ не зависит от эксцентриситета прибора в скважине. Поэтому все измерения на моделях выполнены путем прижатия прибора к стенке скважины или обсадной колонны. Такая геометрия измерений осуществляется в реальной скважине.

Из зависимости параметра λ от диаметра скважины (см. рис. 40) видно, что D_c существенно влияет на λ , особенно в области малой пористости пластов. Поэтому палетки МНК для определения k_n пластов построены для всех диаметров скважины, которые наиболее часто встречаются в промышленных условиях.

Результаты измерений на физических моделях карбонатных пластов достаточны для построения палеток зависимостей $k_n = f(\lambda)$, требующихся для определения пористости пластов известняков.

В нефтепромысловой геофизике существует необходимость определения пористости пластов песчаников и доломитов. Для построения палеток для песчаных пластов имеются измерения параметра только в двух средах: на физической модели пласта песчаников с пористостью 37% и в воде. Физических моделей доломитовых пластов в нашей стране нет. Поэтому для построения палеток МНК для пластов песчаников и доломитов был применен метод математического моделирования.

4.4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОТОКА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

С целью получения зависимостей параметра λ от пористости для песчаников и доломитов В. П. Лядовым (ПО «Татнефтегеофизика») были проведены исследования процессов излучения и замедления нейтронов в различных средах методом математического моделирования.

Для математического моделирования метода МНК была создана вычислительная программа на основе алгоритмов метода Монте-Карло. Алгоритмы программы обеспечивают расчет пространственного распределения замедлившихся нейтронов от источника нейтронов с энергией до 15 МэВ для скважин различной конструкции и для пластов трех литологических разновидностей (песчаник, известняк, доломит) с различной пористостью. Моделировались все физические процессы, происходящие с нейтронами во время их распространения в среде, за исключением термализации и диффузии. Эти стадии пространственного переноса нейтронов практически не влияют на параметр λ . Результатами рабочего счета для каждого варианта пласта и скважины являлись: пространственное распределение и параметр λ для распределения замедлившихся нейтронов в пласте и в скважине для источников Po-Be и ^{252}Cf . Расчет методом Монте-Карло производился на ЭВМ БЭСМ-6.

Для проверки правильности алгоритмов и программы вычислений был проведен расчет пространственного распределения нейтронов в воде от источников Po-Be и ^{252}Cf .

Установлено, что параметр λ для воды в области зондов $z \geq 20$ см по данным расчета и эксперимента составляет 7,24 и $7,1 \pm 0,1$ см. Параметр λ в воде, измеренный прибором МНК-42 с использованием источника ^{252}Cf , равен $7,01 \pm 0,17$ см. Хорошая сходимость значений параметра λ для воды по данным расчета и

Таблица 17

$k_n, \%$	$\lambda, \text{см}$			
	Расчет	Опыт		Расчет
	Обсаженная скважина		Необсаженная скважина	
1	28,8	$29,45 \pm 0,6$		29,5
4	22,4	—		23,5
16	14,7	$14,13 \pm 0,12$		15,5
37	11,4	$11,09 \pm 0,08$		12,15
100	9,45	$9,09 \pm 0,06$		9,45
				$32,71 \pm 1,01$
				$24,25 \pm 0,64$
				$15,60 \pm 0,19$
				$11,51 \pm 0,08$
				$9,09 \pm 0,06$

Примечание. Диаметр скважины 190 мм.

эксперимента получена и для источника Po-Be (табл. 17). В результате пробных расчетов было установлено, что даже при очень больших затратах машинного времени на каждый вариант пласта и скважины (~ 1 ч для ЭВМ БЭСМ-6, производящей 10^6 операций в 1 с) статистика замедлившихся нейтронов в скважине недостаточна для уверенной оценки параметров λ . В тех же условиях параметры λ для пространственного распределения в пласте определялись достаточно точно (со статистической ошибкой, не превышающей 3%). Типичные кривые пространственного распределения замедлившихся нейтронов в пласте, полученные методом Монте-Карло, приведены на рис. 43. Было обнаружено, что пространственные распределения нейтронов для низкопористых пластов при малых зондах существенно отличаются от установленного закона (4.2). Тем не менее, для пластов известняков эффективные длины релаксации λ в области $z_i > 20$ см для источника Po-Be и в области $z_i > 15$ см для источника ^{252}Cf , рассчитанные методом Монте-Карло, хорошо согласуются с параметрами λ , полученными на физических моделях аппаратурой МНК-42 во всем рабочем диапазоне пористостей.

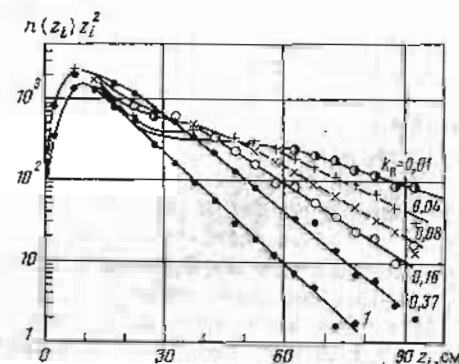


Рис. 43. Кривые $n(z_i)$, полученные методом Монте-Карло. Скважина необсаженная диаметром 190 мм

Эффективная длина релаксации λ по результатам расчета пространственного спада нейтронов

$$\lambda = \sum (z_i - z_j) / n(z_i) \quad (z_i > z_j), \quad (4.4)$$

где z_i — расстояние от замедлившегося нейтрона до источника; $n(z_i)$ — число замедлившихся нейтронов на расстоянии z_i ; z_j — последовательные расстояния 5, 10, 15, ..., 50 см.

В табл. 17 приведены значения λ для Ро-Ве-источника, полученные путем математического ($z_i > 20$ см) и физического моделирования для пластов известняков.

Хорошая сходимость расчетных и экспериментальных значений λ получена и для пластов песчаников с пористостью 37%. Например, для модели песчаного пласта со скважиной диаметром 220 мм и обсадной колонной диаметром 127 мм расчетные и измеренные значения λ соответственно 11,5 и $11,32 \pm 0,05$ см.

По формуле (4.4) были вычислены λ для других литологических разностей (песчаников, доломитов). В табл. 18 и 19 приведены результаты таких вычислений. Статистическая ошибка каждого значения λ от 1 до 3%.

4.5. ПАЛЕТКИ МНК. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСТОЧНИКОВ С РАЗЛИЧНЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СПЕКТРОМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТОВ

На основании исследований пространственного распределения нейтронов на физических моделях пластов и методом математического моделирования были построены палетки для определения пористости пластов методом МНК (рис. 44—46).

Строятся палетки следующим образом. На полулогарифмическом бланке для каждого диаметра скважины и литологии по оси ординат в линейном масштабе откладывают значения λ , по оси абсцисс в логарифмическом масштабе — значения пористости. Поскольку вид аналитической связи между λ и k_p пластов неизвестен, по экспериментальным и расчетным точкам вручную проводят гладкие кривые. Палеточные кривые для промежуточных значений диаметра скважин находят линейной интерполяцией. В области низкой пористости пластов хорошо проявляются влияние диаметра скважины и литологический эффект. С увеличением пористости эти эффекты уменьшаются и все кривые сходятся в точке с $k_p = 100\%$. Такое поведение кривых хорошо согласуется с существующими представлениями о замедлении нейтронов в средах с различным водородосодержанием.

Опробование источников различных энергетических спектров для определения пористости пластов было проведено исходя из следующих соображений.

Источник нейтронов на основе ^{252}Cf представлен нейтронами деления и имеет среднюю энергию 2,21 МэВ. Эта энергия ни-

Таблица 18

$k_p, \%$	$\lambda, \text{ см}$																	
	Доломит			Известняк			Песчаник			Доломит			Известняк			Песчаник		
	Скважина необсаженная, $D_c, \text{ мм}$									Скважина обсаженная, $D_c, \text{ мм}$								
1	28,6	26,1	27,0	29,5	27,0	27,0	34,1	21,5	23,5	23,5	21,5	21,5	23,5	23,5	23,5	21,5	21,5	21,5
4	18,9	20,8	21,5	23,5	23,5	23,5	26,1	17,8	19,5	19,5	17,8	17,8	19,5	19,5	19,5	17,8	17,8	17,8
8	16,8	18,0	18,5	19,5	19,5	19,5	21,2	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
16	14,2	14,8	15,0	15,3	15,3	15,3	16,1	12,9	13,4	13,4	12,9	12,9	13,4	13,4	13,4	12,9	12,9	12,9
37	11,7	11,7	12,0	12,15	12,15	12,15	12,1	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
100	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45	9,45

Примечание. Источник Ро-Ве.

Таблица 19

$k_p, \%$	$\lambda, \text{ см}$																	
	Доломит			Известняк			Песчаник			Доломит			Известняк			Песчаник		
	Скважина необсаженная, $D_c, \text{ мм}$									Скважина обсаженная, $D_c, \text{ мм}$								
0,5	20,79	25,26	24,0	28,4	28,4	28,4	35,76	16,13	25,68	25,68	16,13	16,13	25,68	25,68	25,68	16,13	16,13	16,13
4	16,56	19,05	17,5	21,5	21,5	21,5	24,32	13,95	18,88	18,88	13,95	13,95	18,88	18,88	18,88	13,95	13,95	13,95
8	14,00	15,40	—	—	—	—	18,76	12,25	15,33	15,33	12,25	12,25	15,33	15,33	15,33	12,25	12,25	12,25
12	—	—	—	—	—	—	16,79	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	11,0	11,91	11,6	13,1	13,1	13,1	14,50	10,24	11,40	11,40	10,24	10,24	11,40	11,40	11,40	10,24	10,24	10,24
20	—	—	—	—	—	—	13,04	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
25	—	—	—	—	—	—	11,71	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
30	—	—	—	—	—	—	10,64	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
37	8,60	9,1	8,7	9,2	9,2	9,2	9,63	8,40	8,60	8,60	8,40	8,40	8,60	8,60	8,60	8,40	8,40	8,40
100	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1

Примечание. Источник ^{252}Cf .

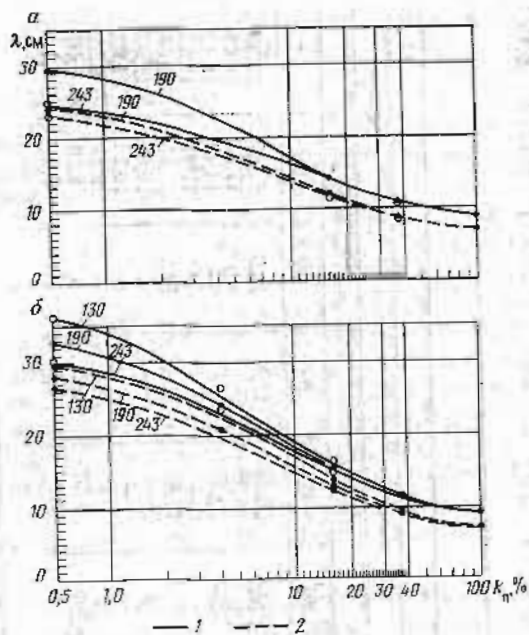


Рис. 44. Палетки МНК, полученные на физических моделях пластов.

Скважины: а — обсаженная, б — необсаженная; источники: 1 — Po-Be, 2 — ^{252}Cf . Шифр кривых — диаметр скважин в мм. Порода CaCO_3 .

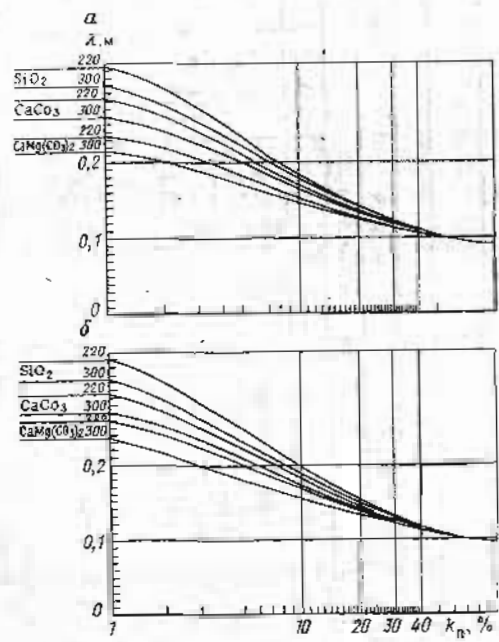
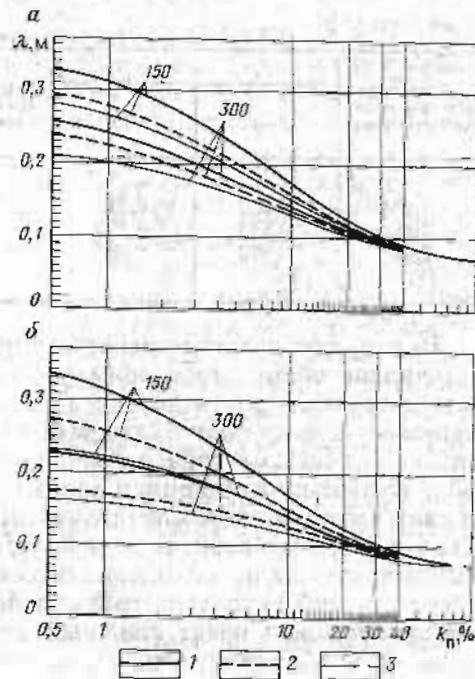


Рис. 45. Палетки МНК, полученные путем физического и математического моделирования.

Скважины: а — обсаженная, б — необсаженная; источник — Po-Be. Шифр кривых — диаметр скважин в мм.

Рис. 46. Палетки МНК, полученные путем физического и математического моделирования.

Скважины: а — необсаженная, б — обсаженная. Породы: 1 — SiO_2 , 2 — CaCO_3 , 3 — $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Источник — ^{252}Cf . Шифр кривых — диаметр скважин, мм.



же порога неупругих взаимодействий быстрых нейтронов с ядрами элементов, входящих в состав основных осадочных пород. В связи с этим замедление нейтронов калифорниевго источника происходит преимущественно за счет упругих взаимодействий с ядрами водорода. На основе таких представлений ожидалась большая чувствительность параметра λ калифорниевго источника к пористости пластов. Напротив, для источника Po-Be, энергия нейтронов которого достигает 11 МэВ, ожидалась более низкая чувствительность параметра λ к пористости и более высокая чувствительность параметров замедления от литологии. С учетом сказанного был предложен новый способ нейтронного каротажа, позволяющий определять одновременно пористость и литологию пластов.

В табл. 20 приведены количественные характеристики чувствительности η параметра λ по пористости для двух источников нейтронов, вычисленные по экспериментальным измерениям на моделях известняковых пластов.

Параметр η рассчитывался по формуле

$$\eta = (\lambda_{0,5} - \lambda_{100}) / (100 - 0,5), \quad (4.5)$$

где $\lambda_{0,5}$ и λ_{100} — длина релаксации поля тепловых нейтронов в средах с пористостью 0,5 и 100%.

Таблица 20

Диаметр всесаженной скважины, мм	τ		Диаметр обсаженной скважины, мм	τ	
	Po-Be	^{252}Cf		Po-Be	^{252}Cf
130	0,253	0,217	190	0,200	0,164
190	0,233	0,210	243	0,151	0,165
243	0,200	0,193			

Видно, что чувствительность параметра λ к пористости для источников обоих типов примерно одинакова. Такие же результаты получены и для других литологических разновидностей. Следовательно, при заданной точности измерения λ точность измерений пористости от типа источника не повышается. Литологический эффект по имеющимся данным также не проявляется. Последний вывод является предварительным и подлежит уточнению. Дело в том, что зависимости $k_n = f(\lambda)$ для песчаников и доломитов получены путем математического моделирования. Зависимости сечений неупругих взаимодействий ядер от энергии падающих нейтронов носят сложный характер и недостаточно изучены. Это обстоятельство усложняет моделирование процессов неупругих взаимодействий на ядрах элементов.

Исследования по определению литологии с использованием источников двух энергий следует продолжить в условиях реальной скважины, где литология пластов хорошо известна по данным каменного материала.

Применение ^{252}Cf -источника для определения пористости пластов при известной литологии предпочтительно, так как стоимость одного нейтрона ^{252}Cf -источника в 3 раза ниже стоимости одного нейтрона Po-Be-источника. Для нейтронов деления существуют более полные ядерные данные, что позволяет получать более точные результаты при математическом моделировании.

4.6. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ МЕТОДОМ МНК

Для определения параметра λ и, следовательно, пористости пластов достаточно измерения провести на любых двух асимптотических зондах МНК. В этом случае параметр вычисляется по формуле (4.3). Для объективной оценки качества исследований и корректного определения ошибок измерений λ нами предлагается измерять пространственный спад тепловых нейтронов на трех и более асимптотических зондах МНК. Исследования считаются качественными, если экспериментальные точки в системе

координат $(\ln N_i z_i^2, z_i)$ с надлежащей точностью ложатся на прямую (N_i — скорость счета на зонде z_i). При исследовании пространственного спада тепловых нейтронов на физических моделях пластов измерения проводились всеми девятью зондами длиной 35—75 см.

На стадии опытно-методических работ на скважинах измерения проводились пятью зондами: 35, 45, 55, 65, 75 см. На стадии широкого промышленного применения измерения таким числом зондов нецелесообразны из-за больших затрат времени на выполнение работ, особенно с длинными зондами. В этих условиях предлагается проводить измерения тремя короткими зондами длиной 35—55 см. Высокие скорости счета на этих зондах обеспечивают измерения со скоростью около 1000 м/ч. Общее время исследований приборов МНК-42 приблизительно одинаково со временем исследований прибором ДРСТ-3, наиболее распространенным при измерении пористости пластов.

Измеренные скорости счета N_i' для каждого зонда исправляют за просчеты, обусловленные мертвым временем аппаратуры τ ,

$$N_i = N_i' / (1 - \tau N_i').$$

Затем графически или методом наименьших квадратов определяют параметр λ и по соответствующим палеткам — пористость пластов k_n .

Обработка результатов МНК включает в себя большой объем вычислительных работ. В связи с этим в ПО «Татнефтегеофизика» разработаны и внедрены в производство алгоритмы и программа обработки результатов МНК на ЭВМ, позволяющие автоматизировать расчет параметра λ , общей и открытой пористости, глинистости и их среднеквадратичных ошибок. При этом цифровая запись данных МНК производится на магнитную или перфорационную ленту с помощью системы «Триас» или цифрового регистратора РК, разработанного в ПО «Татнефтегеофизика».

В отсутствие цифровой записи допустима аналоговая форма записи данных МНК. При двойном преобразовании цифра—аналог и аналог—цифра возрастают погрешности определения λ .

4.7. СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ МНК И ЛАБОРАТОРНЫХ АНАЛИЗОВ КАМЕННОГО МАТЕРИАЛА

Метод МНК был опробован в нескольких десятках скважин для определения пористости песчаных и карбонатных пластов. Запись показаний МНК производилась пятью зондами в аналоговой и цифровой форме. Результаты измерений обрабатывались на ЭВМ.

Таблица 21

Интервал отбора керна или грунтов, м	Мощность, м	Высоты керны, % (число анали- зируемых образцов)	Литологическое описание	Среднее значение коэффициента пористости k_p				
				Керн, грунта	МНК	ПГК	СПАК-2М	АК АК1-1
Скв. 8576 Зеленогорской площади								
1208—1225	17	82 (63)	Известняк темно-серый	0,109	0,111	0,098	0,093	0,113
1265—1273	8	Грунты (7)	Известняк	0,052	0,049	0,064	0,044	0,058
1279—1289	10	24 (9)	Известняк светло-серый	0,077	0,078	0,87	0,052	0,007
1339—1350	11	91 (31)	Известняк светло-серый, плотный	0,021	0,023	0,04	0,037	0,054
Скв. 8551 Зеленогорской площади								
1273—1290	12	88 (54)	Известняк микрозерни- стый	0,04	0,049	0,05	—	0,034
1310—1326,6	16,6	74 (68)	Известняк микрозерни- стый, плотный	0,038	0,033	0,037	—	0,032
1334—1347,6	13,6	53 (46)	Известняк серый, плот- ный	0,022	0,024	0,033	—	0,029
Скв. 8578 Зеленогорской площади								
1081—1085	4	95 (16)	Известняк пористый, нефтенасыщенный	0,115	0,117	—	—	0,079
Скв. 22602 Южной площади								
1376—1382	6	Грунты (61)	Известняк	0,074	0,098	—	—	—
1386,8—1390,8	4	Грунты (8)	Известняк	0,099	0,124	—	—	—
1394—1399,2	5,2	Грунты (15)	Известняк	0,058	0,094	—	—	—
Скв. 8677 Зеленогорской площади								
1713—1722	9	95 (99)	Песчаник обводненный	0,204	0,211	—	—	—
Скв. 87 Апальчинской площади								
84—94	10	100 (6)	Песчаник неравномерно битумонасыщенный	0,387	0,398	—	—	—
Скв. 9794 Азнакаевской площади								
1273—1728	5	76 (28)	Песчаник обводненный	0,204	0,267	—	—	—
1725—1729	1	100 (8)	Песчаник обводненный	0,223	0,227	—	—	—
Скв. 9795 Азнакаевской площади								
1714,8—1723,2	8,4	100 (15)	Песчаник обводненный	0,221	0,288	—	—	—
Скв. 41 Тат. Кандыаской площади								
1892—1899	7	50 (14)	Песчаник алевролито- вый, белый	0,187	0,221	—	—	—

Ниже приводится анализ результатов МНК скважин, для которых имеются данные анализа керна и количественной обработки результатов НГК и акустических методов (Звук-2М, СПАК-2М). Нейтронными методами МНК и НГК исследовались обсаженные скважины, а акустические методы применялись до (СПАК-2М) и после (Звук-2М) крепления скважины. Средние значения k_p , определенные по каменному материалу и геофизическими методами, даны в табл. 21.

Для песчаных пластов пористость приведена с учетом глинистости, определенной по данным гамма-каротажа с использованием методики двух опорных пластов.

При обработке результатов скважинных измерений получено, что среднеквадратичные погрешности определения пористости в интервале 1—15% составляют 0,5—1% абс., а в интервале от 15 до 30% — 1—2% абс. Сравнение значений пористости пластов, определенных по данным МНК и каменного материала, показывает следующее. По восьми пластам известняков, вскрытых тремя скважинами, пористость которых изменяется от 2 до 12%, расхождение средних значений пористости по МНК и керну не более $\pm 0,6\%$. Пористость пластов в этих скважинах имеет преимущественно гранулярный характер. По трем пластам известняков, пористость которых изменяется от 6 до 12%, средние значения пористости по МНК завышены на 2—3% по сравнению с результатами каменного материала. Эти пласты имеют кавернозно-гранулярную пористость. Для такой структуры метод насыщения, применяемый для определения пористости образцов керна, дает заниженные значения.

Для пластов песчаников расхождение средних значений k_p по керну и МНК по трем пластам составляет приблизительно 1%, по трем пластам достигает 4% в сторону завышения пористости по МНК. Причин такого завышения может быть много. Наиболее вероятная причина — наличие химически связанной воды. В дальнейшем необходимо разработать методику оценки доли закрытых пор и химически связанной воды в общем водородо-содержании продуктивных пластов.

5. РЕШЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

5.1. ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Важнейшими параметрами выработки нефтяных пластов являются коэффициент охвата заводнением, коэффициент вытеснения нефти и, следовательно, коэффициент нефтеотдачи пласта.

Из формулы (1.9) видно, что для определения нефтеотдачи в процессе разработки нефтяных месторождений необходимо найти заводненную мощность и коэффициент остаточной нефтенасыщенности. Начальная нефтенасыщенная мощность и начальный коэффициент нефтенасыщенности с требуемой точностью определяются комплексом геофизических методов на начальной стадии разбуривания месторождения [17, 22].

Заводненная мощность пласта в процессе разработки определяется геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В неперфорированных пластах для определения заводненной мощности наиболее эффективен комплекс методов, включающий нейтронные методы ИНК, НК, НГК и радиогеохимический метод. При проведении временных исследований в промежутки времени, когда пласт заводняется законтурными солеными водами или когда через наблюдательную скважину проходит соленая и радиоактивная оторочки закачиваемых вод, эффективность комплекса составляет приблизительно 100%.

В скважинах, пробуренных на разрабатываемых участках месторождений, заводненные пласты не вовлекаются в разработку и остаются неперфорированными. Если соленость вод в таких пластах менее 100—80 г/л, комплекс ИНК, НК, НГК оказывается неэффективным для определения насыщенности пластов. Для определения насыщенности таких пластов перспективно применение углеродного и низкочастотного акустического каротажа (НАК). Для внедрения этих методов в практику геофизических работ требуются дальнейшие теоретические и экспериментальные исследования физических основ, совершенствование и разработка аппаратуры углеродного и низкочастотного акустического каротажа.

В пластах, вскрытых перфорацией, определение заводненной мощности пласта эффективно, если исследования выполняются в действующих добывающих скважинах. Многолетний опыт исследования таких скважин показал, что наиболее эффективен

комплекс, включающий ИНК, кислородный нейтронно-активационный метод, радиогеохимический метод, дебитометрию, влагометрию и высокочувствительную термометрию. Эффективность такого комплекса методов при выделении заводненных пластов при любой солености пластовых вод около 95 %.

Определение коэффициента вытеснения нефти — очень сложная задача. Наиболее распространенными для определения η_v являются метод материального баланса и анализ керна [22]. Метод материального баланса дает удовлетворительные результаты на месторождениях, для которых хорошо известны начальное и текущее положение контуров нефтеносности, интегральные отборы нефти из пласта и начальные геологические запасы. Таким требованиям в какой-то мере отвечает залежь горизонта D_1 Бавлинского месторождения.

Для многопластовых месторождений, разрабатываемых единым фильтром, метод материального баланса дает неудовлетворительные результаты.

Анализ керна, если он поднят на поверхность с сохранением пластовых условий, мог бы дать хорошие результаты при определении η_v . Однако при бурении и подъеме керна нефтенасыщенность его сильно изменяется в сторону снижения. Поэтому данные керна используются для ориентировочных оценок η_v . При отборе керна из полностью промытых пластов, когда в пласте отсутствует подвижная нефть, нефтенасыщенность керна, возможно, близка к нефтенасыщенности пласта.

Наибольшую точность при определении η_v дают геофизические методы. В разд. 2 и 3 были рассмотрены методы определения остаточной и текущей нефтенасыщенности разрабатываемых пластов в обсаженных и необсаженных скважинах. Таким образом, методы промысловой геофизики позволяют определять основные параметры выработки пластов: коэффициент вытеснения и коэффициент нефтеотдачи.

5.2. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Современное состояние разработки нефтяных месторождений характеризуется широким внедрением новых методов повышения нефтеотдачи. Только на нефтяных месторождениях Татарии для повышения нефтеотдачи пластов ведется закачка в пласт водных растворов ПАВ, серной кислоты, тринатрийфосфата, мицеллярно-полимерных растворителей и других химических реагентов. С этой целью в широких масштабах осуществляется уплотнение сетки добывающих и нагнетательных скважин. Каждый из этих методов повышения нефтеотдачи связан с большими материальными затратами. Поэтому своевременное определение эффектив-

ности новых методов повышения нефтеотдачи в промышленных условиях имеет важное народнохозяйственное значение.

Для оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов могут быть применены два подхода: 1) определение параметров выработки одного и того же пласта на различных участках залежи, на одном из которых в качестве вытеснителя используется вода, а на других — различные химические реагенты; 2) определение параметров выработки пластов на одном и том же участке до и после применения методов повышения нефтеотдачи пластов.

Нами были опробованы оба подхода для оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

ПАРАМЕТРЫ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Параметры выработки пластов при вытеснении нефти водой определялись по данным ИНК и электрокаротажа для предельно заводненных пластов. В табл. 22 и на рис. 36 приведены обобщенные результаты определения параметров выработки пластов при вытеснении нефти водой для нескольких нефтяных месторождений СССР и США по различным источникам [17, 39, 41]. Все исследованные пласты представлены песчаниками. Значения $k_{но}$ для пластов различных месторождений нашей страны изменяются от 0,05 до 0,8. Продуктивный пласт считается заводненным, если относительные фазовые проницаемости для воды $f_v(k_n) > 0$, а для нефти $f_n(k_n) \geq 0$. По данным многочисленных исследований этому требованию отвечают пласты с $k_{но} < 0,7$ [15, 18]. Поэтому при определении средних значений параметров выработки пласты со значением $k_{но} < 0,7$ принимались за обводненные, с $k_{но} \geq 0,7$ — за нефтеносные.

Из табл. 21 видно, что параметры выработки пласта D_1 Ромашкинского и Бавлинского месторождений по данным ИНК и электрокаротажа имеют близкие значения. Для этих же месторождений данные керна значительно превышают значения η_v и занижают $k_{но}$. Аналогичная картина наблюдается и для месторождений США [41]. Для D_1 Бавлинского месторождения коэффициенты вытеснения нефти по данным балансового метода, электрокаротажа и ИНК имеют хорошую сходимость. Коэффициенты вытеснения нефти по этим методам соответственно 0,63, 0,58 и 0,60 [22].

На Бавлинском и Арланском месторождениях параметры выработки $k_{но}$ и η_v определены для песчаников бобриковского горизонта. Для обоих месторождений получены близкие значения $k_{но}$ и η_v . Видно, что эффективность вытеснения нефти в песчаниках бобриковского горизонта значительно ниже, чем в песчаниках девонского яруса. Это объясняется тем, что вязкость нефти в песчаниках бобриковского горизонта в 10 раз выше вязкости нефти девонского яруса.

Месторождение	Вытеснитель	Горизонт. пласт	ИНК			Электрокаротаж			Керн		
			Число скважин	$k_{но}$	η_v	Число скважин	$k_{но}$	η_v	Число скважин	$k_{но}$	η_v
Ромашкинское	Опресненная вода	Д1	30	0,36	0,57	11	0,345*	0,61*	648	0,228	0,68
Бавлинское	То же	"	8	0,35	0,59	26	0,38*	0,58	89	0,217	0,7
Ромашкинское (опытный участок Зеленогорской площади)	Водный раствор ПАВ ОП-10	"	4	0,36	0,55	1	0,31	0,65	99	0,27	0,69
Ромашкинское	Алкилированная серная кислота (АСК)	"	3	0,29	0,69	—	—	—	—	—	—
Ромашкинское	Тринатрийфосфат (ТНФ)	"	1	0,29	0,64	—	—	—	—	—	—
Бондюжское	Опресненная вода	"	1	0,40	0,53	—	—	—	—	—	—
Бавлинское	То же	C1	1	0,46	0,47	—	—	—	—	—	—
Арланское	"	C1	2	0,46	0,46	—	—	—	—	—	—
Самолукское	"	BВ8-10	1	0,32	0,58	—	—	—	—	—	—
Мухомовское	Соленая вода, $\gamma = 1,18 \text{ г/см}^3$	C1	1	0,39	—	—	—	—	—	—	—
Месторождения США	Опресненная вода	Песчаный	24	0,258	—	22	0,283	—	11	0,178	—

* Параметры пластов определены при вытеснении нефти пластовой высокоинтерализованной водой.

При широком внедрении методов определения текущей и остаточной нефтенасыщенности, изложенных в настоящей работе, могут быть получены параметры выработки пластов для всех основных нефтяных месторождений.

ПАРАМЕТРЫ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДНЫМ РАСТВОРОМ ПАВ ОП-10

На опытных участке Зеленогорской площади были проведены работы по повышению нефтеотдачи пластов путем закачки в продуктивный пласт 0,05 %-х водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) ОП-10. Для оценки эффективности этих работ были измерены параметры выработки пластов методом ИНК. Исследования проводились в одной нагнетательной скважине, используемой для закачки водных растворов ПАВ ОП-10, и в трех соседних скважинах (одна оценочная, две эксплуатационные). Пласты на этом участке заводнились водными растворами ПАВ ОП-10, о чем свидетельствует наличие в продукции исследованных скважин ПАВ ОП-10.

Из табл. 21 видно, что средние значения параметров выработки пластов $k_{но}$ и η_v при вытеснении нефти водой и водными растворами ПАВ ОП-10 составляют соответственно 0,36, 0,57 и 0,36, 0,55. Следовательно, по средним значениям $k_{но}$ и η_v эффекта от применения ПАВ ОП-10, т. е. повышения нефтеотдачи, нет. Однако форма кривых распределения коэффициентов остаточной нефтенасыщенности (см. рис. 36) различна; кривая распределения остаточной нефтенасыщенности пластов, промытых водными растворами ПАВ ОП-10, имеет два максимума, соответствующих значениям $k_{но}$ 0,25 и 0,55. Такое разделение пластов на две группы, возможно, результат влияния нефтевымывающих свойств ПАВ ОП-10 на коэффициент остаточной нефтенасыщенности. Последний вывод подлежит уточнению по мере накопления материала по этой категории пластов.

ПАРАМЕТРЫ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ОТОРОЧКОЙ ИЗ АЛКИЛИРОВАННОЙ СЕРНОЙ КИСЛОТЫ

На нефтяных месторождениях Татарии для повышения нефтеотдачи пластов широко используется вытеснение нефти оторочкой из алкилированной серной кислоты (АСК). Для оценки эффективности АСК были определены параметры выработки пластов в трех скважинах. В одной добывающей скважине пласт был заводнен оторочкой из АСК, в двух нагнетательных скважинах в пласт была закачана оторочка из 500—2000 т АСК. Из табл. 22 видно, что средние значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения в пласте, когда в качестве вытеснителя применяется АСК, заметно отличаются от параметров выработки пластов при вытеснении нефти водой. Таким образом, закачка АСК приводит к повышению коэффициента вытеснения на 12 %, что согласуется с промысловыми данными.

ПАРАМЕТРЫ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ РАСТВОРОМ ТРИНАТРИЙФОСФАТА

Определение параметров выработки продуктивного пласта при заводнении водным раствором тринатрийфосфата (ТНФ) выполнено методом ИНК в одной нагнетательной скважине. Средние значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения составили соответственно 0,29 и 0,64 (см. табл. 22). Таким образом, результаты исследований свидетельствуют о наличии эффекта при заводнении пласта водным раствором ТНФ.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ДО И ПОСЛЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Достоверные результаты оценки эффективности различных методов повышения нефтеотдачи пластов могут быть получены на основе определения параметров выработки пластов до и после воздействия на пласт.

На нефтяных месторождениях ТатарССР повторные измерения параметров выработки продуктивных пластов проведены с целью оценки эффективности закачки АСК, полиакриламида (ПАА), мицеллярно-полимерного заводнения и уплотнения сетки добывающих скважин.

Оценка эффективности закачки АСК путем определения параметров выработки пласта до и после воздействия выполнена в двух нагнетательных скважинах. Результаты исследований приведены на рис. 33 и 47. Исследования показывают, что в результате закачки АСК средние значения остаточной нефтенасыщенности пластов снизились по скв. 11569 на 0,21, по скв. 1398 на 0,11 абс. ед.

При закачке АСК необходимо учитывать возможность взаимодействия АСК с минеральным скелетом продуктивного пласта, например возможность растворения карбонатной фракции скелета в АСК. Это явление может привести к увеличению эффективной пористости пласта или к кажущемуся снижению его остаточной нефтенасыщенности. Изменение минерального состава скелета может быть определено по изменению декремента затухания тепловых нейтронов минерального скелета $\lambda_{ск}$ до и после закачки АСК. По скв. 11569 среднее значение $\lambda_{ск}$ пласта до и после закачки АСК составляет соответственно $2,58 \pm 0,13$ и $2,49 \pm 0,1$ $мс^{-1}$. Следовательно, в пределах ошибок измерений изменения $\lambda_{ск}$ в результате закачки АСК не наблюдается. По скв. 1398 среднее значение $\lambda_{ск}$ пласта до и после закачки АСК равно соответственно 3,07 и 2,45 $мс^{-1}$. В этом пласте произошло снижение $\lambda_{ск}$ в результате закачки АСК, возможно, за счет растворения карбонатной фракции минерального скелета. Порис-

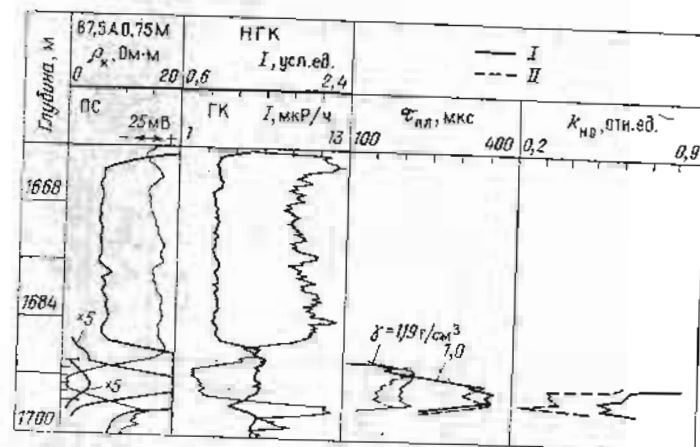


Рис. 47. Определение параметров выработки пластов до (I) и после (II) закачки АСК.

Скв. 11569 Восточно-Сулеевской площади. I — 20.10.1983 г.; II — 3.1.1984 г.

тость пласта до и после закачки АСК не измерялась по техническим причинам. Таким образом, достоверные данные по снижению остаточной нефтенасыщенности в результате закачки АСК получены по скв. 11569. Результаты исследований по скв. 1398 еще раз подтверждают ранее высказанное предложение о необходимости измерения пористости пластов с высокой точностью при каждом определении остаточной нефтенасыщенности пластов.

Для оценки эффективности полимерного заводнения была применена методика определения параметров выработки до и после воздействия на пласт. Эффективность полимерного заводнения нефтяных пластов связана с выравниванием подвижности последней при добавке в нее полимера и действием фактора остаточного сопротивления. Раствор полимера закачивают в пласт для создания в нем оторочки, продвигаемой водой. Продвижение полимерной оторочки должно приводить к выравниванию фронта вытеснения, увеличению охвата мощности пласта заводнением и, следовательно, нефтеотдачи пластов. Полимерное заводнение применяют при разработке залежей с высоковязкими нефтями. В Татарии такой вид заводнения используют в основном при разработке залежей нефти в бобриковском горизонте.

Работы по определению эффективности закачки полиакриламида (ПАА) проведены на двух опытных участках Абдрахмановской и Азнакаевской площадей. На Абдрахмановской площади в двух нагнетательных скважинах контрольные измерения по определению остаточной нефтенасыщенности до закачки раствора ПАА выполнены в августе 1983 г., когда в песчаники бобри-

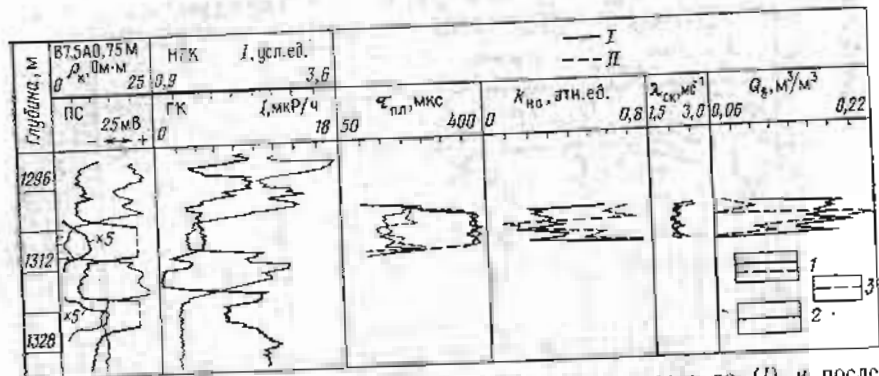


Рис. 48. Определение остаточной нефтенасыщенности пласта до (I) и после (II) закачки ПАА.
Скв. 27865 Абдрахмановской площади. Плотность, г/см³: 1 — 1, 2 — 1,195, 3 — 1,187

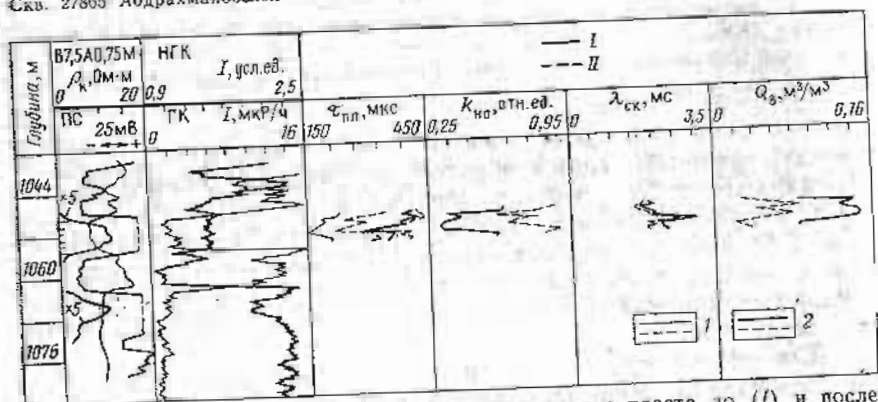


Рис. 49. Определение остаточной нефтенасыщенности пласта до (I) и после (II) закачки ПАА.
Скв. 17240 Абдрахмановской площади. Плотность, г/см³: 1 — 1,187, 2 — 1

ковского горизонта велась закачка пресной воды (рис. 48 и 49). С 14.09.1983 г. по 4.02.1984 г. проводилась закачка в пласты раствора ПАА. После продавки полимерной оторочки пресной водой в апреле 1984 г. были выполнены повторные исследования по определению остаточной нефтенасыщенности.

Результаты исследований показывают следующее. В обеих скважинах после закачки раствора ПАА эффективные значения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов повысились. Под эффективным значением $k_{\text{но}}$ понимается доля пор пласта, заполненных пластовой нефтью и раствором ПАА. Таким образом, при закачке в пласт раствор ПАА адсорбируется на поверхности коллектора и при тех объемах продавочной пресной воды, которые были закачаны в пласт после оторочки ПАА до повторных исследований, не десорбируется с поверхности пласта. Закачка раствора ПАА приводит к изменению неоднородности пласта по $k_{\text{но}}$ и, следовательно, фазовых проницаемос-

тей для воды. В качестве меры неоднородности пласта при разработке нефтяных месторождений принят квадрат коэффициента вариации v^2 . Чем больше параметр v^2 , тем больше неоднородность пласта. По скв. 17240 среднее значение $k_{\text{но}}$ и параметр v^2 пласта до и после закачки раствора ПАА равны соответственно 0,455; 0,075 и 0,78; 0,016. По скв. 27865 значения этих параметров до и после закачки раствора ПАА равны соответственно 0,30; 0,126 и 0,47; 0,199. Таким образом, по скв. 17240 неоднородность пласта по эффективному значению $k_{\text{но}}$ после закачки раствора ПАА снижается, по скв. 27865 — увеличивается. Приемистость обеих скважин до и после закачки раствора ПАА не изменилась.

На опытном участке Азнакаевской площади закачка раствора ПАА производилась для выравнивания фронта закачиваемой воды при мицеллярно-полимерном заводнении. Измерениями остаточной нефтенасыщенности до и после закачки ПАА установлено, что во всех пяти скважинах параметр v^2 пласта после прохождения полимерной оторочки уменьшается. Это свидетельствует о том, что неоднородность пласта по значениям фазовой проницаемости для воды уменьшается. Таким образом, закачка оторочки ПАА по большинству исследованных скважин — эффективное средство для выравнивания фронта закачиваемой воды.

Для оценки влияния уплотнения сетки скважин на нефтеотдачу был выбран опытный участок Азнакаевской площади. Здесь по проекту ВНИИ проводятся работы по опытно-промышленному опробованию мицеллярно-полимерного заводнения. Для реализации этого проекта в заводненной зоне Азнакаевской площади в 1978—1979 гг. были пробурены пять скважин по пятиточечной системе. Заводненная зона Азнакаевской площади была выработана с применением трехрядного площадного заводнения с удельной площадью, приходящейся на одну скважину (УПС), равной $38 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. Плотность сетки опытного участка равна $6,5 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. Все пять скважин вскрыли заводненные пласты. В октябре—ноябре 1979 г. все пять скважин были введены в эксплуатацию с помощью глубинных насосов.

Путем определения $r_{\text{в}}$ в начальный период эксплуатации скважин, $r_{\text{п}}$ по данным электрокаротажа, $k_{\text{п}}$ по данным керна были вычислены коэффициенты текущей нефтенасыщенности и вытеснения нефти заводненного пласта к моменту бурения скважин (см. табл. 12). Эти параметры выработки соответствуют УПС, равной $38 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. После отбора водонефтяной смеси из продуктивного пласта в течение 2,5 лет в марте 1982 г. были определены параметры выработки пласта, соответствующие УПС $6,5 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. С апреля 1982 г. разработка опытного участка проводилась путем дополнительной закачки в центральную скважину воды, т. е. комбинированным трехрядным площадным и очаговым заводнением. В мае 1983 г. перед осуществлением мицеллярно-полимерного заводнения в третий раз были определены

параметры выработки продуктивного пласта методом ИНК (см. табл. 12). В результате уплотнения сетки скважин на опытном участке с 38 до $6,5 \cdot 10^4$ м²/скв. при трехрядном площадном заводнении остаточная нефтенасыщенность снизилась с 0,524 до 0,418, а коэффициент вытеснения возрос с 0,39 до 0,51. Осуществление комбинированного трехрядного площадного и очагового заводнения на опытном участке привело к снижению остаточной нефтенасыщенности с 0,418 до 0,33 и росту коэффициента вытеснения с 0,51 до 0,62. Такое изменение параметров выработки продуктивного пласта, установленное по данным геофизических методов, подтверждается отборами нефти из пласта. Повышение нефтеотдачи пластов за счет уплотнения сетки скважин установлено наиболее достоверно по сравнению с повышением нефтеотдачи другими методами.

Для оценки эффективности мицеллярно-полимерного заводнения на опытном участке Азнакаевской площади определялись параметры выработки пластов до и после закачки мицеллярно-полимерных растворителей. Технология мицеллярно-полимерного заводнения была следующей.

За период с апреля 1982 г. по октябрь 1985 г. через нагнетательную скв. 4379-а в пласт последовательно было закачано: $330 \cdot 10^3$ м³ пресной воды; $70,2 \cdot 10^3$ м³ умягченной воды с концентрацией солей хлористого кальция и магния 5 моль/м³; $480 \cdot 10^3$ м³ 1 %-го раствора поваренной соли; $24,2 \cdot 10^3$ м³ мицеллярного растворителя; $144,3 \cdot 10^3$ м³ полимерного раствора. С 4.11.1984 г. после завершения закачки полимерного раствора в пласт ведется закачка пресной воды.

По многочисленным промысловым исследованиям (закачка меченой тритием жидкости, анализ в продукции добывающих скважин некоторых компонентов, входящих в состав мицеллярно-полимерных растворителей, различные варианты методов гидропрослушивания) наиболее интенсивная фильтрация мицеллярно-полимерного растворителя наблюдалась от нагнетательной скв. 4379-а к добывающим скв. 9792 и 9795; наименьшее влияние от закачки мицеллярно-полимерного растворителя испытывали скв. 9793 и 9794. Некоторое снижение обводненности продукции с 96 до 90 % после закачки мицеллярно-полимерного растворителя наблюдалось только по скв. 9792. Ожидаемого возникновения нефтяного вала в пласте перед мицеллярно-полимерной оторочкой не произошло. По предварительным данным за счет мицеллярно-полимерного заводнения дополнительно добыто только $4 \cdot 10^3$ т нефти вместо ожидаемых по проекту $47 \cdot 10^3$ т.

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности пластов до и после закачки мицеллярно-полимерного растворителя приведены в табл. 23. Видно, что после закачки этого растворителя остаточная нефтенасыщенность пласта в нагнетательной скв. 4379-а практически не изменилась, в добывающих скв. 9792 и 9795 повысилась, а в скв. 9793 и 9794 понизилась. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности пласта на

Таблица 23

Скважина	k_n	$Q \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3$	k_n	$Q \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3$
	Май 1983 г.		Октябрь 1985 г.	
4379-а	0,32	12,2	0,35	12,2
9792	0,27	15,3	0,48	27,6
9793	0,29	16,9	0,19	22,8
9794	0,41	18,9	0,34	23,7
9795	0,35	13	0,47	16,9
4379	—	—	0,36	—
Среднее значение для опытного участка	0,33	121	0,365	148

опытном участке после закачки мицеллярно-полимерного растворителя повысилось на 0,035 абс. ед. Такие результаты не согласуются с отборами нефти по отдельным скважинам и по участку в целом за время реализации мицеллярно-полимерного заводнения. Получение противоречивых результатов по определению остаточной нефтенасыщенности объясняется тем, что при продвижении полимерной оторочки полимерный растворитель необратимо адсорбируется на поверхности продуктивного пласта, что приводит к неконтролируемым изменениям эффективного значения остаточной нефтенасыщенности. Поэтому определить эффективность мицеллярно-полимерного заводнения до и после воздействия невозможно. Если опытные работы по применению мицеллярно-полимерного заводнения будут продолжены на других месторождениях, для оценки эффективности этого мероприятия необходимо определить остаточную нефтенасыщенность до и после закачки мицеллярного растворителя, а затем после продавливания в пласт полимерной оторочки.

Оценка эффективности закачки водных растворов различных марок ПАВ выполнялась на нефтяных месторождениях СССР и США. На опытном участке Западно-Ленинградской площади для повышения нефтеотдачи пластов на заводненных участках месторождения производилась закачка 10 %-го водного раствора превацела. Превацел — неионогенный ПАВ с более устойчивым равновесием в условиях смешения с минерализованной пластовой водой. Для оценки эффективности закачки превацела были проведены измерения остаточной нефтенасыщенности заводненных пластов в двух нагнетательных скважинах до и после закачки водного раствора ПАВ в количестве 60 м³. Было установлено, что в результате этих работ среднее значение остаточной нефтенасыщенности снизилось на 0,015 абс. ед.

Большой интерес представляют работы по оценке эффективности вытеснения остаточной нефти водными растворами ПАВ

Таблица 24

Номер наблюдательных скважин	Нефтегазонасыщенность пласта	Нефтенасыщенность пласта, %				Среднее значение нефтенасыщенности для пласта по С/О-картажу, %
		кромля		подшва		
		ИК	С/О-картаж	ИК	С/О-картаж	
9	Начальная	40	34	21	21	28
	Максимальная	43	43	41	44	43
	Конечная	20	25	11	9	17
12	Начальная	35	26	25	22	24
	Максимальная	38	27	44	43	36
	Конечная	19	18	5	5	10
15	Начальная	33	19	23	18	19
	Максимальная	41	28	44	40	33
	Конечная	13	12	4	7	9
16	Начальная	43	32	24	22	27
	Максимальная	47	42	40	38	40
	Конечная	25	35	22	21	29
17	Начальная	37	33	25	23	28
	Максимальная	41	49	36	48	48
	Конечная	7	12	6	7	10

на опытном участке месторождения Лаудон (штат Иллинойс, США) путем измерения нефтенасыщенности продуктивных пластов геофизическими методами в процессе закачки в пласт водных растворов ПАВ [31]. Опытный участок — площадь в виде квадрата размером 50×50 м, в вершинах которого пробурены четыре нагнетательные скважины, в центре — одна добывающая скважина. На участке были пробурены пять наблюдательных скважин; обсаженных фиброгласовыми трубами для определения нефтенасыщенности пласта методами индукционного и углеродно-кислородного каротажа. Для вытеснения нефти в предварительно заводненный песчаный пласт закачивался водный раствор ПАВ в количестве 2,25 объема добываемой жидкости. Определение остаточной нефтенасыщенности пласта в наблюдательных скважинах методами индукционного и углеродно-кислородного каротажа проводилась до начала закачки, несколько раз в процессе закачки и после завершения опытных работ. Обобщенные результаты контроля за изменением нефтенасыщенности пласта в процессе заводнения водным раствором ПАВ приведены в табл. 24.

Из приведенных данных видно, что практически во всех наблюдательных скважинах в результате закачки водных растворов ПАВ произошел доотмыв остаточной нефтенасыщенности из пласта. Во всех скважинах надежно обнаружено образование нефтяной оторочки. Авторы отмечают, что результаты геофизиче-

ских исследований хорошо согласуются с данными добычи нефти по центральной добывающей скважине.

Таким образом, методика оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи на основе измерения нефтенасыщенности пласта до и после проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта наиболее надежна по сравнению с другими методиками.

5.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ УПС И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН

Определение параметров выработки продуктивных пластов при применении различных методов повышения их нефтеотдачи и оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи геофизическими методами на основе обратной связи позволяют оптимизировать процесс разработки нефтяных месторождений. Эта мысль убедительно подтверждается одной из работ автора [26], в которой предпринята попытка установить зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин и оптимизировать плотность сетки скважин.

В последние годы многими исследователями на основе обобщения опыта разработки нефтяных месторождений установлено увеличение нефтеотдачи пластов за счет сгущения сетки добывающих скважин [3, 9, 16, 24, 28, 33, 38]. Установление точной зависимости нефтеотдачи η от удельной площади S ($\text{м}^2/\text{скв.}$), приходящейся на одну скважину (УПС), и оптимизация плотности сетки скважин имеют большое научно-техническое и экономическое значение.

Из физических соображений очевидно, что при $S \rightarrow 0$ нефтеотдача стремится к значению коэффициента вытеснения η_v , а при $S \rightarrow \infty$ $\eta \rightarrow 0$. На практике на всех этапах разведки и разработки большинства нефтяных месторождений наблюдается тенденция к уплотнению сетки скважин. При некотором значении S дальнейшее уплотнение сетки скважин оказывается нецелесообразным по экономическим соображениям. Поэтому необходимо установить предельное значение УПС $S_{\text{пр}}$, при котором за счет добываемой нефти оправдывается бурение новых скважин. Для решения этой проблемы необходимо установить наиболее точный вид функции $\eta = f(S)$. Для многих месторождений, находящихся даже в поздней стадии разработки, величина S изменяется в широких пределах, например от нескольких единиц до $200 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ [24]. Поэтому требуется установить зависимость $\eta = f(S)$ для широкой области изменения параметра S , в общем случае для $0 \leq S \leq \infty$.

В работе [9] предлагается линейная зависимость нефтеотдачи от величины УПС:

$$\eta = A - aS. \quad (5.1)$$

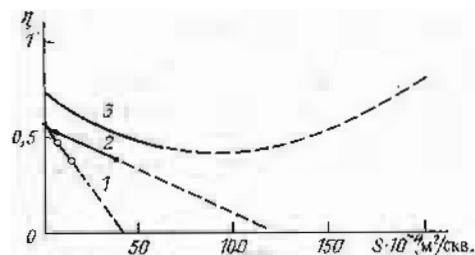


Рис. 50. Зависимость нефтеотдачи η от УПС, аппроксимированная уравнениями прямой и кривой второго порядка. 1 — опытный участок Азнакаевской площади; 2 — Долинское месторождение; 3 — месторождения Урало-Поволжья

Параметры A и a прямой (5.1) устанавливаются экспериментально для каждого месторождения или группы месторождений со сходными геолого-техническими условиями.

Нами для опытного участка Центрально-Азнакаевской площади были установлены значения нефтеотдачи для трех значений S , которые приведены ниже. По этим трем экспериментальным точкам (рис. 50) методом наименьших квадратов была проведена прямая 1 (5.1), которая имеет вид

$$\eta = 0,556 - 44,4 \cdot 10^{-8} S. \quad (5.2)$$

Прямая (5.2) в пределах изменения S от 0 до $38 \cdot 10^4$ м²/скв. проходит вблизи экспериментальных точек. Однако экстраполяция прямой (5.2) в область больших значений S приводит к противоречивым результатам: при $S = 125 \cdot 10^4$ м²/скв. $\eta = 0$, а при $S > 125 \cdot 10^4$ м²/скв. $\eta < 0$, что лишено физического смысла. Если разбурить какое-либо месторождение с плотностью сетки скважин $S = 125 \cdot 10^4$ м²/скв., трудно предположить, что нефтеотдача для этого месторождения при таком значении S будет равна нулю. Такие же противоречивые результаты при линейном приближении зависимости $\eta = f(S)$ получены и для Долинского месторождения [16]. Для этого месторождения (см. рис. 50) приближение (5.2) имеет вид $\eta = 0,582 - 138 \cdot 10^{-8} S$, т. е. при $S = 42 \cdot 10^4$ м²/скв. $\eta = 0$, а при $S > 42 \cdot 10^4$ м²/скв. $\eta < 0$.

В работе [3] на основе статистического анализа результатов по 130 месторождениям предлагают аппроксимировать связь $\eta = f(S)$ уравнением второго порядка. Для группы месторождений Урало-Поволжья предлагается уравнение вида

$$\eta = 0,73 - 65 \cdot 10^{-8} S + 35 \cdot 10^{-14} S^2. \quad (5.3)$$

Анализ показывает, что кривая (5.3) при $S = 93 \cdot 10^4$ м²/скв. проходит через минимум, а в области $S > 93 \cdot 10^4$ м²/скв. нефтеотдача начинает возрастать до бесконечности (см. рис. 50). Таким образом, приближения (5.1) и (5.3) для широкой области изменения S являются грубыми. Они пригодны только для узкой области изменения S ($S < 30 \cdot 10^4$ м²/скв.).

Нам представляется более обоснованным записать связь нефтеотдачи от плотности сетки скважин в виде дифференциального уравнения

$$d\eta = -a\eta dS \quad (5.4)$$

при следующих граничных условиях: $S \rightarrow 0, \eta \rightarrow \eta_0$; $S \rightarrow \infty, \eta \rightarrow 0$. Решение уравнения (5.4) при таких граничных условиях имеет вид

$$\eta = \eta_0 \exp(-aS). \quad (5.5)$$

Формула (5.5) точно совпадает с формулой В. Н. Шелкачева, полученной путем аналитического решения дифференциального уравнения, связывающего увеличение заводненного объема с уменьшением параметра S [28].

Аналитическое решение зависимости нефтеотдачи от УПС подтверждается и экспериментальными результатами. Для опытного участка Азнакаевской площади, выработка пластов которого была проведена при двух значениях S , методами промышленной геофизики были получены следующие значения нефтеотдачи пластов [26]: $S_1 = 38 \cdot 10^4$ м²/скв., $\eta_1 = 0,39$; $S_2 = 6,5 \cdot 10^4$ м²/скв., $\eta_2 = 0,51$. Среднее значение коэффициента вытеснения нефти для полностью выработанных пластов Ромашкинского месторождения по данным геофизических методов составляет 0,57 (см. табл. 22). Поскольку нефтеотдача при $S \rightarrow 0$ принимает значение коэффициента вытеснения η_0 , можно записать: $S_3 = 0, \eta_3 = \eta = 0,57$.

На рис. 51 приведена зависимость $\eta = f(S)$ в системе координат $(\ln \eta, S)$. Видно, что три экспериментальные точки в такой системе координат хорошо ложатся на прямую. Следовательно, можно утверждать, что связь $\eta = f(S)$ действительно носит экспоненциальный характер. Для опытного участка функция (5.5), проведенная по трем экспериментальным точкам методом наименьших квадратов, имеет вид

$$\eta = 0,56 \exp(-95 \cdot 10^{-8} S). \quad (5.6)$$

Зная зависимость $\eta = f(S)$, можем построить алгоритм для расчета оптимальной сетки скважин. В работе [8] для расчета оптимального (предельного) разрежения сетки скважин предлагается выражение

$$S_{\text{пр}} = \sqrt{C/q_{63}c}, \quad (5.7)$$

где C — стоимость бурения и оборудования одной добывающей скважины с учетом доли нагнетательной скважины; q_{63} — балансовые запасы на площади 10^4 м²; c — стоимость прироста 1 т запасов нефти (разведки и подготовки к разработке) на новых площадях.

Алгоритм (5.7) пригоден для расчета предельной плотности сетки скважин для новых месторождений. На разрабатываемых месторождениях существует необходимость оптимального уплотнения имеющейся сетки скважин. Нами для решения этой задачи предложен следующий подход. На обустроенных разрабатываемых площадях бурение новой добывающей скважины оправдывается, если накопленная добыча нефти на скважину состав-

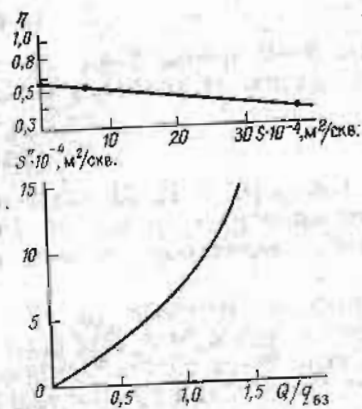


Рис. 51. Зависимости $\eta=f(S)$ и $S''=f(Q/q_{63})$ для опытного участка Азнакаевской площади

ляет Q т/скв. На основе технико-экономического анализа с учетом замыкающих затрат для каждого месторождения и рассматриваемого отрезка времени устанавливается количество нефти Q , при реализации которого народное хозяйство получает положительный экономический эффект. При уплотнении сетки скважин от S' до S'' коэффициент нефтеотдачи пласта, согласно уравнению (5.5), возрастает с η' до η'' . При этом оптимальная плотность сетки скважин S'' определяется из уравнения

$$(\eta'' - \eta') q_{63} S'' = Q \quad (5.8)$$

где левая часть равна накопленной добыче нефти новой скважиной при уплотнении сетки от S' до S'' .

Для опытного участка Азнакаевской площади при существующей плотности сетки скважин $S' = 38 \cdot 10^4$ м²/скв., $\eta' = 0,39$, а S'' определяется уравнением (5.8). Тогда выражение (5.8) принимает вид

$$[0,56 \exp(-95 \cdot 10^{-8} S'') - 0,39] S'' = Q/q_{63} \quad (5.9)$$

График зависимости S'' от Q/q_{63} , отвечающий уравнению (5.9), приведен на рис. 51.

На опытном участке Азнакаевской площади при изменении УПС с $38 \cdot 10^4$ до $6,5 \cdot 10^4$ м²/скв. накопленная добыча нефти по новым скважинам составила $8,15 \cdot 10^3$ т/скв. Для этого участка $q_{63} = 11 \cdot 10^3$ т/10⁴ м², а $Q/q_{63} = 0,74$. По этому значению Q/q_{63} , используя кривую рис. 51, находим величину $S'' = 5,2 \cdot 10^4$ м²/скв., что хорошо согласуется с действительным значением $S'' = 6,5 \cdot 10^4$ м²/скв.

В ПО «Татнефть» рентабельная накопленная добыча нефти для новых скважин $Q = 14 \cdot 10^3$ т/скв. Следовательно, для опытного участка $Q/q_{63} = 1,27$, $S'' = 11,2 \cdot 10^4$ м²/скв., $\eta'' = 0,5$. Для повышения нефтеотдачи пласта с 0,39 до 0,5 необходимо сгущать сетку скважин с $38 \cdot 10^4$ до $11,2 \cdot 10^4$ м²/скв.

Анализ уравнения (5.9) показывает существование более

строгого подхода к оптимизации плотности сетки добывающих скважин. Величина, определяемая левой частью (5.9), при $S'' = 18 \cdot 10^4$ м²/скв. достигает максимального значения, т. е. при этом S'' обеспечивается максимальная накопленная добыча нефти на одну новую скважину. Для опытного участка $S'' = 18 \cdot 10^4$ м²/скв., $\eta'' = 0,47$, $Q/q_{63} = 1,47$, $Q'' = 16,2 \cdot 10^3$ т/скв.

Накопленная добыча нефти на одну новую скважину Q'' при уплотнении сетки скважин значительно ниже величин Q' для первоначальной сетки скважин. Отношение Q'/Q'' определяется из выражения

$$\frac{Q'}{Q''} = \frac{\eta' S' q_{63}}{(\eta'' - \eta') S'' q_{63}} = \frac{\eta' S'}{(\eta'' - \eta') S''} \quad (5.10)$$

При уплотнении сетки скважин на опытном участке до $11,2 \cdot 10^4$ м²/скв. величина $Q'/Q'' = 12$, а при $S'' = 18 \cdot 10^4$ м²/скв. $Q'/Q'' = 10$. Отсюда видно снижение эффективности бурения новых скважин на истощенных участках нефтяных месторождений. Но это мероприятие является экономически выгодным. Методы повышения нефтеотдачи пластов путем закачки химических реагентов и теплового воздействия тоже предполагают уплотнение сетки скважин.

Таким образом, уплотнение сетки скважин — естественный закономерный процесс при разработке истощенных залежей. Такой точки зрения придерживаются и американские специалисты [33, 38], которые считают, что сгущение сетки скважин с применением заводнения — наиболее эффективное мероприятие для повышения нефтеотдачи пластов и увеличения добычи нефти.

Пригодность описанной методики оптимизации плотности сетки скважин для других месторождений была опробована с использованием результатов работы [3]. В этой работе 130 объектов разработки по величине гидропроводности разделены на пять групп и для каждой группы установлены зависимости $\eta=f(S)$ в приближении их уравнением второго порядка (табл. 25). Нами эти зависимости были заменены экспоненциальным приближением (5.5). Результаты такой операции приведены в табл. 25 и на рис. 52. Видно, что в интервале $S < 30 \cdot 10^4$ м²/скв. оба приближения хорошо согласуются между собой. Имея зависимости вида (5.6) для каждой группы месторождений, по предложенным алгоритмам (5.8), (5.9) рассчитали зависимость УПС S'' от параметра Q/q_{63} (см. рис. 52). Расчеты были выполнены в предположении, что существующая УПС для всех объектов $S' = 35 \cdot 10^4$ м²/скв. Установлено, что для основных объектов разработки, объединенных в четыре последние группы, при одинаковых значениях параметра Q/q_{63} величина S'' изменяется в небольших пределах. Например, для объектов всех четырех групп при $Q/q_{63} = 1,27$ $S'' = 8,5 \cdot 10^4 \div 10^5$ м²/скв. Для первой группы месторождений, характеризующихся высокой гидропроводностью, выдержанностью пластов и слабым влиянием плотности сетки скважин на нефтеотдачу, величина S'' существенно выше при

Таблица 25

Группа залежей	Гидропроводность, мкм ² -м (сПа-с)	Число залежей (объектов)	Приближения, принятые в работе [3]	$\eta = \eta_0 \exp(\alpha S)$
1	50	23	$\eta = 0,785 - 55 \cdot 10^{-8} S + 5 \cdot 10^{-13} S^2$	$\eta = 0,788 \exp(-52 \cdot 10^{-8} S)$
2	10-50	45	$\eta = 0,73 - 65 \cdot 10^{-8} S + 35 \cdot 10^{-14} S^2$	$\eta = 0,726 \exp(-82 \cdot 10^{-8} S)$
3	5-10	24	$\eta = 0,645 - 70 \cdot 10^{-8} S + 35 \cdot 10^{-14} S^2$	$\eta = 0,644 \exp(-170 \cdot 10^{-8} S)$
4	1-5	24	$\eta = 0,563 - 50 \cdot 10^{-8} S + 1,6 \cdot 10^{-14} S^2$	$\eta = 0,555 \exp(-119,6 \cdot 10^{-8} S)$
5	1	14	$\eta = 0,423 - 88 \cdot 10^{-8} S + 73 \cdot 10^{-14} S^2$	$\eta = 0,42 \exp(-205,5 \cdot 10^{-8} S)$

одних и тех же значениях Q/q_{63} . Для всех групп месторождений максимальная накопленная добыча нефти на одну новую скважину достигается при $S'' = 17 \cdot 10^4$ м²/скв.

Таким образом, расчеты оптимальной плотности сетки добывающих скважин с использованием более точного закона изменения нефтеотдачи от плотности сетки дают разумные результаты для различных месторождений. Необходимо начать широкие экспериментальные работы в масштабе отрасли для дополнительной проверки и уточнения зависимостей $\eta = f(S)$ и $S'' =$

$f(Q/q_{63})$ для основных групп месторождений со сходными геологическими условиями. Для решения этой задачи предлагается отдельные ограниченные участки залежи выработать различной сеткой скважин и для каждой сетки определять нефтеотдачу пластов геофизическими методами. Такие экспериментальные работы выгодно проводить на нефтяных месторождениях Западной Сибири, где для уплотнения сетки скважин можно использовать сетку нижележащих залежей.

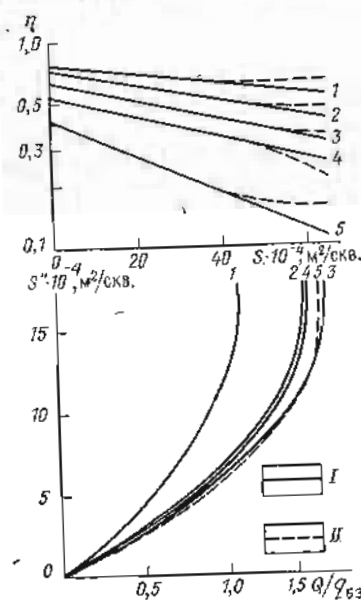


Рис. 52. Зависимости $\eta = f(S)$ и $S'' = f(Q/q_{63})$ для различных месторождений. Приближение: I — экспоненциальной функцией; II — уравнением второго порядка; 1—5 — группы месторождений

5.4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТОВ В ПРЕДЕЛАХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Для проектирования технологий разработки нефтяных месторождений с применением современных методов увеличения нефтеотдачи пластов необходимо знать пространственное распределение текущих параметров выработки пластов в пределах участков или залежей, выделенных в самостоятельный объект разработки. Чтобы решить эту задачу, необходимо определить текущие параметры выработки пластов геофизическими методами в скважинах, равномерно рассредоточенных по площади и составляющих около 50—70 % от общего фонда скважин, за относительно короткое время — не более 10 % от существующего периода разработки месторождения. На основе таких работ строят карты, профили, блок-диаграммы распределения параметров выработки в пределах нефтяной залежи, рассчитывают текущие запасы нефти. Описанные в данной работе геофизические методы количественного определения параметров выработки пластов не получили еще широкого промышленного применения. Поэтому только на основе новых геофизических методов невозможно решить такую сложную задачу.

В поздний период разработки нефтяных месторождений возникает ряд благоприятных условий, которые позволяют использовать стандартный комплекс геофизических методов для массового определения параметров выработки пластов. К таким условиям относятся: 1) непрерывное на протяжении многих лет бурение новых резервных скважин на разрабатываемых участках месторождений; 2) выравнивание солености пластовых вод в зоне нагнетания и отбора жидкости в результате закачки только попутно добываемой воды для заводнения пластов.

Благодаря этим двум обстоятельствам появляется возможность определять параметры выработки всех пластов во всем фонде скважин, бурящихся на таких участках.

На участках месторождений, в которых соленость пластовых вод неизвестна и изменяется в широких пределах, для расчета параметров выработки в бурящихся скважинах используется следующий подход. На основе химического анализа проб воды, отобранных в начальный период эксплуатации скважин, измеряют соленость пластовой воды по тем пластам, которые введены в разработку в этих скважинах. Затем с помощью стандартного комплекса геофизических методов рассчитывают параметры выработки по введенным в разработку пластам. Таким образом, используя указанные методические приемы, по всему пробуренному фонду скважин можно определить параметры выработки пластов на момент их бурения. В настоящее время под руководством автора в широких масштабах проведена количественная

венная переинтерпретация результатов геофизических исследований по многочисленным скважинам нескольких месторождений. Для расчета параметров выработки пластов и их среднеквадратичных ошибок использованы формулы (2.26), (2.28), (2.37), (2.41)—(2.43). По некоторым месторождениям построены карты и профили распределения параметров выработки пластов по каждому объекту разработки, проведен подсчет начальных и текущих запасов нефти. Таким образом, создана информационная основа для проектирования технологии доработки этих месторождений с применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В качестве примера приведем основные характеристики состояния разработки пластов по Актанышбашскому участку Арланского месторождения БашАССР. Главными объектами разработки на участке являются пласты С-II-С-IV бобриковского горизонта, которые разрабатываются сеткой из 95 добывающих и нагнетательных скважин с одновременным вскрытием всех пластов. В последние годы на участке ведется закачка в пласты только попутно добываемой воды, в результате чего произошло выравнивание солности пластовой воды в зонах нагнетания и отбора. Изменение плотности пластовой воды в зоне нагнетания и отбора лежит в пределах от 1,13 до 1,1 г/см³. В 1984—1987 гг. на участке пробурена новая сетка из 71 скважины для разработки нефтяной залежи в карбонатных отложениях турнейского яруса. По этой группе скважин рассчитаны параметры выработки пластов С-II-С-IV. При обработке результатов исследований пористость пластов определялась по данным ГК и НГК с использованием стандартной методики, проницаемость пластов — по формуле (2.42), а доля нефти в жидкости — с использованием кривых относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, полученных В. М. Березиным в лабораторных условиях для Арланского месторождения.

На основе опробований многочисленных пластов, измерений остаточной нефтенасыщенности предельно заводненных пластов методом импульсного нейтронного каротажа, относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды установлено, что при $k_{пн} \geq 0,7$ пласты отдают безводную нефть (нефтеносные зоны), при $0,4 < k_{пн} < 0,7$ — в пластах наблюдается двухфазная фильтрация нефти и воды (водонефтяные зоны), при $k_{пн} \leq 0,4$ в пластах фильтруется только вода при неподвижной остаточной нефтенасыщенности (водоносные зоны). На картах и профилях выделены границы распространения каждой зоны этих пластов, подсчитаны текущие объемы, запасы нефти и другие параметры зон (табл. 26).

Достоверность и точность расчета параметров выработки пластов по геофизическим методам могут быть установлены путем сравнения расчетных и фактических значений доли нефти в жидкости и накопленных отборов нефти. Так, расчетные значения доли нефти в жидкости F_n изменяются от 0,057 (пласт С-IV)

до 0,098 (пласт С-V) (см. табл. 26). Средняя фактическая величина F_n по всем добывающим скважинам участка (на 1.1.1987 г.) составляет 0,073. Таким образом, наблюдается практически полное совпадение расчетных и фактических значений доли нефти в жидкости. Это свидетельствует о том, что алгоритмы расчета текущей нефтенасыщенности, доли нефти в жидкости и кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды В. М. Березина адекватно описывают характеристики реального пласта. Разница между начальными и текущими запасами нефти участка, подсчет которых проводился по данным геофизических методов, равна расчетному значению накопленных отборов нефти. Различие между расчетной и фактической величиной накопленных отборов нефти составляет 8%. Таким образом, наблюдается полное совпадение расчетных и фактических величин и по накопленному отбору нефти. Это еще раз свидетельствует о высокой точности определяемых параметров.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы.

1. Полностью выработанные (водоносные) зоны располагаются преимущественно в средней части пласта, изредка захватывая и его подошвенную часть. По площади участка эта зона имеет практически повсеместное распространение.

2. Водонефтяные зоны по толщине располагаются в кровельной и подошвенной частях пласта. По площади эта зона также имеет повсеместное распространение.

3. Зоны с начальной нефтенасыщенностью во всех объектах разработки располагаются только в кровельной части пласта. По площади участка нефтяная зона занимает только отдельные его части. Фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость) нефтяной зоны имеют лучшие характеристики, чем фильтрационно-емкостные свойства остальных зон. Объяснить наличие обширных нефтяных зон только ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пласта, как это часто делается, невозможно.

4. Наиболее хорошо вырабатываются пласты С-II, С-IV; пласт С-IV имеет низкую степень выработки; пласт С-V занимает промежуточное положение.

Полученная геометрическая картина заводнения обусловлена следующими причинами:

1) высоким значением соотношения вязкости нефти и воды для Арланского месторождения;

2) гравитационным перераспределением нефти и воды в пласте в процессе их совместной фильтрации;

3) высоким фильтрационным сопротивлением притоку нефти в призабойной зоне обводненных скважин. В этих скважинах за счет капиллярной пропитки, существования перепада давления между нефтеносными и заводненными пластами, образования конусов обводнения пластовая вода из ствола скважины и из нижележащих водоносных пластов проникает в прискважинную

Пласт	Фильтрационно-емкостные свойства и параметра выработки пласта	Нефтеобильная зона	Водогазовая зона	Водоносная зона	Средние значения характеристик для пласта
С-II	Пористость	0,221	0,209	0,219	0,212
	Проницаемость, мкм ²	0,891	0,631	0,851	0,708
	Текущая нефтенасыщенность	0,77	0,559	0,38	0,545
	Коэффициент вытеснения	0	0,379	0,633	0,425
	Охват заводнением	0	1	1	0,89
	Нефтеотдача	0	0,379	0,633	0,378
	Доля нефти в жидкости	1	0,2	0	0,074
	Объемы зон, м ³	1914 · 10 ³	12553 · 10 ³	2807 · 10 ³	17274 · 10 ³
	Пористость	0,211	0,185	Нет	0,188
	Проницаемость, мкм ²	0,676	0,339	"	0,363
С-IV	Текущая нефтенасыщенность	0,746	0,551	"	0,574
	Коэффициент вытеснения	0	0,265	"	0,265
	Охват заводнением	0	1	"	0,88
	Нефтеотдача	0	0,265	"	0,233

С-V	Доля нефти в жидкости	1	0,112	Нет	0,09
	Объемы зон, м ³	114 · 10 ³	855 · 10 ³	"	969 · 10 ³
	Пористость	0,216	0,197	0,183	0,197
	Проницаемость, мкм ²	0,776	0,468	0,316	0,468
	Текущая нефтенасыщенность	0,761	0,6	0,342	0,500
	Коэффициент вытеснения	0	0,189	0,538	0,349
	Охват заводнением	0	1	1	0,94
	Нефтеотдача	0	0,189	0,538	0,328
	Доля нефти в жидкости	1	0,283	0	0,098
	Объемы зон, м	180 · 10 ³	1410 · 10 ³	1194 · 10 ³	2784 · 10 ³
С-VI	Пористость	0,215	0,202	0,20	0,203
	Проницаемость, мкм ²	0,759	0,525	0,501	0,550
	Текущая нефтенасыщенность	0,783	0,567	0,322	—
	Коэффициент вытеснения	0	0,347	0,630	0,44
	Охват заводнением	0	1	1	0,90
	Нефтеотдача	0	0,347	0,630	0,396
	Доля нефти в жидкости	1	—	0	0,057
	Объемы зон, м ³	1060,9 · 10 ³	6559,2 · 10 ³	3211 · 10 ³	10830 · 10 ³

зону нефтеносных пластов. В результате в этой зоне снижается относительная фазовая проницаемость, возрастают фильтрационные сопротивления для нефти и уменьшается ее приток в скважину. Этот факт — одна из причин того, что обширные нефтяные зоны в кровельной части пласта не вовлекаются в разработку;

4) геометрией расположения нагнетательных и добывающих скважин; технологией освоения нагнетательных скважин для закачки воды.

Наиболее негативной стороной состояния выработки пластов на участке является образование в средней части пласта зон с высокой относительной проницаемостью для воды. В результате закачиваемая вода фильтруется преимущественно по этой зоне, слабо вытесняя нефть из кровельной и подошвенной частей пласта. Для улучшения состояния выработки пластов необходимо провести мероприятия по снижению относительной фазовой проницаемости для воды в средней части пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Качественно новый прогресс в промысловой геофизике может быть достигнут на основе внедрения в практику количественных методов определения важнейших петрофизических параметров пластов в условиях естественного залегания на этапах разведки и разработки нефтяных месторождений. Количественное определение петрофизических параметров в промышленных масштабах может быть реализовано в результате разработки и внедрения: геофизических методов для количественного определения петрофизических параметров пластов в различных геолого-технических условиях, включая условия произвольной солености пластовых вод;

полномасштабной цифровой регистрации геофизической информации; автоматизации контроля за технологией проведения геофизических исследований в скважинах и расчета петрофизических параметров пластов с применением бортовых и стационарных ЭВМ.

Две последние проблемы количественного определения петрофизических параметров можно считать решенными, или они будут решены в ближайшие 2—3 года. Изложенные в настоящей работе методы количественного определения петрофизических параметров пластов составляют сущность первой проблемы. Таким образом, появляется реальная возможность достижения в ближайшие годы качественно нового скачка в развитии промысловой геофизики. Уровень развития промысловой геофизики в ближайшие годы будет определяться уровнем внедрения в промышленность всех трех компонент количественного определения петрофизических параметров пластов в условиях естественного залегания на этапе разведки и разработки нефтяных месторождений.

1. А. с. 201556 (СССР), МПК Н 05 кл. 21 q., 30/04. Способ разделения нефтеносных и обводненных от закачки пластов/М. Х. Хуснуллин. Заявлено 17.3.64 № 888451/28—25; Опубл. 8.9.67.— Бюл. изобрет., 1967, № 18, с. 2.
2. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазонасыщенных коллекторов.— М.: Недра, 1978.— 318 с.
3. Влияние геологических и технологических факторов на коэффициент нефтеотдачи/В. Н. Мартос, А. И. Куренков, В. С. Ключарев и др.— Геология нефти и газа, 1982, № 4, с. 1—4.
4. Дахнов В. Н. Геофизические методы изучения нефтегазонасыщенных коллекторов.— М.: Недра, 1975.— 344 с.
5. Использование радиогеохимического эффекта для контроля за заводнением газонефтяных залежей/Д. В. Пинкензон, М. С. Макаров, И. М. Мустафаев и др.— Разработка нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья, 1977, вып. 29, с. 8—13.
6. Кантор С. А., Школьников А. С. Программа обработки данных ИИК на ЭВМ для определения нейтронных параметров пластов.— Разведочная геофизика, 1977, вып. 75, с. 121—130.
7. Кожеевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии.— М.: Недра, 1982.
8. Кошляк В. А., Ильясов О. И., Давыдова Р. И. Определение коэффициента нефтегазонасыщения терригенных коллекторов с различной минерализацией пластовой воды. НТС, Сер. Нефтегазовая геология и геофизика/ВНИИОЭНГ.— 1977, № 1.— С. 30—33.
9. Крылов А. П. Экономически допустимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи.— Нефтяное хозяйство, 1980, № 6, с. 28—30.
10. Кузнецов Г. С., Леонтьев Е. И. Определение удельного сопротивления электропроводящего флюида и коэффициента текущего нефтенасыщения обводненных пластов— коллекторов.— Геология нефти и газа, 1981, № 12, с. 48—53.
11. Лежанкин С. И. Оценка достоверности результатов опробования поисково-разведочных скважин радиометрическим методом (на примере Южного Маягылслага). НТС, Сер. Нефтегазовая геология и геофизика/ВНИИОЭНГ.— 1978, № 1, с. 30—34.
12. О природе радиевых аномалий в водах зон водонефтяных контактов/Ф. А. Алексеев, Р. П. Готтих, Е. С. Глотова и др.— Геохимия, 1977, № 12, с. 1852—1861.
13. О точности многозондового нейтронного каротажа/А. Л. Поляченко, Л. Г. Петросян, Я. Н. Басин и др.— Изв. вузов. Сер. Геология и разведка, 1977, № 6, с. 145—154.
14. Определение нефтенасыщенности пласта и прогнозирование доли нефти в извлекаемой жидкости/М. Х. Хуснуллин, С. П. Пустовойт, Н. А. Первушина и др.— Нефтяное хозяйство, 1980, № 2, с. 26—29.
15. Определение параметров выработки продуктивных пластов при произвольной солености пластовых вод/М. Х. Хуснуллин, И. Р. Ведерников, Р. Х. Муслимов и др.— Нефтяное хозяйство, 1982, № 6, с. 42—45.
16. Опыт уплотнения сетки скважин на низкопроницаемом неоднородном объекте/Е. М. Довжок, В. С. Иванюшин, В. П. Оноприенко и др.— Нефтяное хозяйство, 1982, № 9, с. 25—28.
17. Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами.— М.: Недра, 1977.— 230 с.
18. Оценка достоверности определения параметров выработки пластов геофизическими методами/М. Х. Хуснуллин, Э. П. Халабуда, Л. Н. Воронков и др.— Нефтяное хозяйство, 1986, № 7, с. 30—34.
19. Оценка эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов геофизическими методами/Р. Х. Муслимов, М. Х. Хуснуллин, Л. Н. Воронков и др.— Нефтяное хозяйство, 1983, № 4, с. 37—40.

20. Разработка методических основ многозондового нейтронного каротажа/М. Х. Хуснуллин, Л. Н. Воронков, В. П. Лядов и др.— Разведочная геофизика, 1982, вып. 95, с. 128—136.
21. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений/Л. Г. Петросян, Я. Н. Басин, И. А. Мартыанов и др.— М.: Недра, 1978.— 255 с.
22. Султанов С. А. Контроль за заводнением нефтяных пластов.— М.: Недра, 1975.— 233 с.
23. Теоретическая оптимизация аппаратуры многозондового нейтронного каротажа/А. Л. Поляченко, Л. Г. Петросян, Я. Н. Басин.— Изв. вузов. Сер. Геология и разведка, 1977, № 1, с. 101—112.
24. Токарев М. А., Хайретдинов Н. Ш. О выборе плотности сетки скважин.— Нефтяное хозяйство, 1981, № 4, с. 31—33.
25. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин/Ю. С. Шимелевич, С. А. Кантор, А. С. Школьников и др.— М.: Недра, 1976.— 214 с.
26. Хуснуллин М. Х., Халабуда Э. П., Муслимов Р. Х. Метод оптимизации плотности сетки скважин.— Нефтяное хозяйство, 1983, № 11, с. 31—34.
27. Шапиро Д. А. Физико-химические явления в горных породах и их использование в нефтепромысловой геофизике.— М.: Недра, 1977.— 231 с.
28. Шелкачев В. Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу.— Нефтяное хозяйство, 1984, № 1, с. 30—33.
29. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений/Ф. А. Алексеев, И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин и др.— М.: Недра, 1978.— 312 с.
30. Bloch S. Origin of Radium-Rich Brines—a Hypothesis.— Oklahoma Geological Notes, 1979, vol. 39, pp. 177—182.
31. Felder R. D., Hoyer W. A. The Use of Well Log to Monitor Surfactant Flood Pilot Test.— T. Petr. Tech., 1984, August, vol. 36, No 9, pp. 1379—1391.
32. Fertl W. H. Gamma Ray Spectral Logging: A New Evaluation Frontier. Part VII—Application in Workovers/Recompletions. World Oil, 1983, vol. 197, No 6, pp. 85—88.
33. Holm L. W. Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports.— J. Petr. Tech., 1980, vol. 32, No 7, pp. 1164—1174.
34. King R. L., Bradley R. W. Gamma Ray Log Finds Bypassed Oil Zones in Six Texas Oil Fields.— OGT, 1977, April 4, pp. 92—97.
35. Methods for Determining Residual Oil with Pulsed Neutron Capture Logs/J. E. Richardson, R. E. Wyman, J. R. Torden, F. R. Mitchell. Journal of Petroleum Technology, May 1973, pp. 593—606.
36. Richardson J. E., Wyman R. E. Method for Determining Residual Oil Content of a Formation Using Thermal Neutron Decay Measurements, U. S. Patent 3,562,523 (Feb. 9, 1971).
37. Salich H. Gamma Ray Profiles in Barinas Well Workover.— Bol. Assoc. Venez., Geol. Miner. Petrol., 1978, vol. 20, No 1—3, pp. 62—72.
38. Van Everdingen A. F., Hyla Swesnik Kriss. A proposal to Impore Efficiency.— J. Petr. Tech., 1980, vol. 32, pp. 1164—1168.
39. Wyman R. E. How Should We Measure Residual Oil Saturation (Interstate Oil Compact Commission Okla).— Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 1977, vol. 25, No 2, pp. 233—270.
40. Von Klaus Lehnert, Günther Just. Sekundäre Gamma Strahlungsanomalien in Erdgasförderersonden.— Z. geol. Wiss., Berlin 7 (1979) 4, s. 503—504.
41. Wyman R. E., Elkins S. F. Determining of Residual Oil Saturation.— Interstate Oil Compact Commission Oklahoma City, June, 1978.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Основные понятия о параметрах пласта, измеряемых при контроле разработки нефтяных месторождений	5
2. Определение параметров выработки в открытом стволе бурящихся скважин	8
2.1. Общие положения	8
2.2. Методы для измерения удельных электрических сопротивлений пластов	8
2.3. Методика качественного разделения нефтеносных и заводненных пластов	10
2.4. Методика количественного определения нефтенасыщенности заводненных пластов по данным электрического каротажа	14
3. Определение параметров выработки пластов в обсаженных скважинах	58
3.1. Радиохимический метод	59
3.2. Методика количественного определения нефтенасыщенности заводненных пластов с использованием ИНК	104
3.3. Определение параметров выработки пластов в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами	130
3.4. Углеродно-кислородный каротаж	132
3.5. Выделение заводненных пластов по разной скорости расформирования зоны проникновения	132
3.6. Методы измерения расхода и состава жидкости в скважинах	133
4. Метод определения пористости пластов с использованием многозонного нейтронного каротажа	142
4.1. Основные требования, условия и методы определения пористости пластов для расчета параметров выработки нефтяных пластов	142
4.2. Экспериментальное исследование пространственного распределения тепловых нейтронов от источников быстрых нейтронов в системе скважина — пласт	145
4.3. Исследование пространственного распределения плотности потока тепловых нейтронов на физических моделях пластов	147
4.4. Исследование пространственного распределения плотности потока тепловых нейтронов методом математического моделирования	152
4.5. Палетки МНК. Эффективность источников с различным энергетическим спектром для определения пористости пластов	154
4.6. Методика проведения исследований и обработки результатов измерений методом МНК	158
4.7. Сравнение результатов определения пористости пластов по данным МНК и лабораторных анализов каменного материала	159
5. Решение некоторых проблем разработки нефтяных месторождений на основе определения параметров выработки пластов геофизическими методами	163
5.1. Применение геофизических методов для определения параметров выработки продуктивных пластов	163
5.2. Оценка эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов геофизическими методами	164
5.3. Исследование зависимости нефтеотдачи от УПС и разработка методики оптимизации плотности сетки скважин	175
5.4. Результаты применения геофизических методов для изучения состояния выработки пластов в пределах нефтяных залежей	181
Заключение	187
Список литературы	188

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

В 1989 г. в издательстве «Недра»
выходит книга

ПРАКТИКУМ ПО ПЕТРОФИЗИКЕ

Учебное пособие для вузов

В. Г. ВИНОГРАДОВ, А. В. ДАХНОВ, С. Л. ПАЦЕВИЧ

Ориентировочная цена 50 к.

Практикум по петрофизике (2-е изд., перераб. и доп.) содержит описание лабораторных работ по курсу «Петрофизика» в соответствии с новым учебным планом подготовки горных инженеров-геофизиков и геологов.

В книгу включены разделы по подготовке образцов горных пород к петрофизическим исследованиям, методике определения их пористости, плотности, влагоемкости, водо-, нефте- и газонасыщенности и других свойств, изучению физических свойств шлама, статистической обработке результатов петрофизических исследований, построению петрофизических разрезов и петрофизическому районированию.

Рассмотрено влияние термобарических условий на физические свойства пород. Все разделы сопровождаются вопросами для самоподготовки студентов.

Учебное пособие предназначено для студентов вузов по специальности «Геофизические методы поисков и разведки», а также может быть полезно студентам-геологам и специалистам, работающим в области изучения физических свойств горных пород.

Книгу можно заказать в магазинах книготорга, распространяющих научно-техническую литературу, и в магазинах — опорных пунктах издательства «Недра», адреса которых приводятся в ежегодных аннотированных планах издательства, а также через отделы «Книга — почтой» магазинов:

117334 Москва, Ленинский проспект, 40, магазин № 115

119178 Ленинград, В. О., Средний проспект, 61, магазин № 17.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

В 1990 г. издательство «Недра»
выпустит новую книгу

РЕМОНТ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

Учебное пособие для подготовки рабочих на произ-
водстве

В. Н. МОИСЕЕВ, А. Я. АПАНИН, С. П. БАБАРЫКИН
18 л. Ориентировочная цена 75 к.

Как подготовить на производстве высококвалифицированных рабочих для аппаратурных цехов? Как повысить квалификацию наладчиков геофизической аппаратуры? Как лучше организовать работу по профилактическому и капитальному ремонту промышленной геофизической аппаратуры, ее наладке и настройке? Как организовать метрологическое обеспечение геофизических измерений?

Эти и другие вопросы возникают в практической работе предприятий по мере развития геофизических работ в нефтедобывающих районах и технического перевооружения геофизической службы. Ответы на них даст книга «Ремонт промышленной геофизической аппаратуры».

В основу книги положено обобщение производственного опыта организации ремонтных работ и подготовки технических средств к выполнению измерений в скважинах в геофизических предприятиях МНП СССР, в частности в производственном объединении «Татнефтегеофизика» — одном из крупнейших геофизических предприятий нефтяной промышленности.

В книге изложены задачи геофизических исследований в скважинах, методы, используемые для их решения и физические основы этих методов. Даны принципы геофизических измерений в скважинах, элементы построения измерительной техники, характеристика изделий и материалов, виды эксплуатационно-технической документации. Описаны устройства наиболее широко применяющейся на производстве аппаратуры, технические характеристики приборов, правила эксплуатации, диагностика неисправностей. Детально рассмотрены вопросы организации, планирования и производства ремонтных работ, применяемые для этого измерительные приборы, материалы, поверочные устройства. Приводятся примеры операций по диагностике, ремонту, наладке и настройке отдельных узлов и приборов в целом.

Несмотря на то, что книга В. Н. Моисеева, А. Я. Апаньина, С. П. Бабарыкина «Ремонт промышленной геофизической аппаратуры» — учебное пособие для подготовки наладчиков геофизической аппаратуры на производстве, некоторые разделы ее могут быть полезны инженерно-техническим работникам промыслово-геофизических предприятий и учащимся средних и высших учебных заведений.

Книгу можно заказать в магазинах книготорга, распространяющих научно-техническую литературу, и в магазинах — опорных пунктах издательства «Недра», адреса которых приведены в аннотированном плане издательства, а также через отдел «Книга — почтой».

*117334 Москва, Ленинский пр., 40, магазин № 115
199178 Ленинград, В. О., Средний пр., 61, магазин № 17*