

536.13
536.13 - 744
В.Н.МОИСЕЕВ

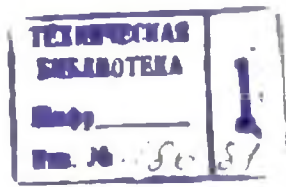
ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

2004

345.23
М-74

В.Н.МОИСЕЕВ

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН



МОСКВА "НЕДРА" 1990

ББК 26.2
М 74
УДК 550.830

Рецензент канд. техн. наук Т. А. Султанов

Моисеев В. Н.

М 74 Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. — М.: Недра, 1990. — 240 с.: ил.

ISBN 5—247—00581—3

Рассмотрены геофизические методы исследования скважин в разработке месторождений нефти и газа (контроль эксплуатационных характеристик пластов, режимов работы оборудования), при восстановлении и повышении производительности скважин и оборудования (текущий и капитальный ремонт, контроль технического состояния). Описаны технические средства для работ в скважинах, организация проведения работ. Приведены правила техники безопасности.

Для операторов каротажных станций и высококвалифицированных рабочих геофизических предприятий, выполняющих промышленные геофизические работы в скважинах.

М 1804050000—087
043(01)—90 71—89

ББК

ISBN 5—247—00581—3

© В. Н. Моисеев, 1990

ВВЕДЕНИЕ

Развитие нефтяной промышленности сопровождается последовательным увеличением эксплуатационного фонда скважин и ростом в них доли обводненных пластов, как следствие увеличения числа месторождений, находящихся длительное время в разработке. В этих условиях значительно возрастает потребность в информации о процессах, происходящих в нефтяных залежах и эксплуатирующих их скважинах.

Оперативную и систематизированную информацию о скважинах и пластах, необходимую для проведения геолого-технических мероприятий и управления процессами разработки нефтяных залежей, получают в результате геофизических исследований скважин (ГИС) в процессе их эксплуатации. Лишь геофизическими методами может быть обеспечено исследование продуктивного разреза скважины в условиях многопластовых эксплуатационных объектов, каковыми являются залежи мышинства нефтяных месторождений, поскольку современные технологии добычи нефти предусматривают объединение нескольких пластов в один объект, разрабатываемый общим альтром.

В настоящее время геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин выделились в самостоятельное направление промысловой геофизики, стали неотъемлемой частью технологического цикла нефтепромысловых работ и широко применяются на этапах опытно-промышленной эксплуатации, фектирования и разработки нефтяных месторождений.

Геофизические исследования скважин позволяют определить работающие толщины пластов в эксплуатационных и наметательных скважинах; устанавливать состав и структуру флюидности в стволе скважины, определять режим работы оборудования подъема нефти; выявлять места поступления воды и тервалы негерметичности крепи скважины, осуществлять агностикку технического состояния скважины, определять положение и наблюдать за продвижением водонефтяного и газонефтяного контактов в процессе выработки нефтяных пластов; наблюдать за перемещением фронта нагнетаемой воды в пласту; оценивать текущую и конечную нефтенасыщенность нефтеотдачу пласта; уточнять геологическое строение и распределение запасов нефти в разрабатываемом нефтяном объекте и др.

Эффективность геофизических исследований в процессе эксплуатации скважин определяется как правильностью формулировки геологических и технических задач, которые должны решаться одним методом или комплексом методов, так и четкостью представления о возможностях различных геофизиче-

ских методов в зависимости от условий проведения исследований. В процессе увеличения эксплуатационного фонда скважин на месторождении и освоения его в определенной степени изменяются представления о геологическом строении залежи, усложняются физические процессы, происходящие в пластах при переходе от одной стадии разработки к другой, изменяются способы добычи нефти и структура эксплуатационного фонда скважин, следовательно, усложняются условия, при которых решаются задачи геофизическими методами.

Специфические условия проведения геофизических работ на разрабатываемых месторождениях, необходимость решения задач при статическом и динамическом состоянии объекта исследования, широкий арсенал методов, технических средств и технологий исследований, применяемых для определения производительности пластов, диагностики технического состояния и режимов работы скважин, проведения в скважинах ремонтно-восстановительных операций, изучения процессов заводнения и выработки пластов и др. требуют особой подготовки специалистов. Вместе с тем в литературе по промысловой геофизике либо опускаются, либо излагаются недостаточно полно вопросы применения геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для изучения разработки нефтяных месторождений, эксплуатации скважин и проведения в них ремонтно-восстановительных работ. Цель настоящей работы — восполнить в какой-то степени этот пробел.

В основу книги положены результаты научных исследований ряда советских ученых и специалистов в области методики ГИС и интерпретации результатов (В. Н. Дахнова, А. П. Холкина, Ю. С. Шимелевича, Б. М. Орлинского, С. А. Султанова, В. А. Кошляка и др.), дополненные опытом организации и развития геофизических работ по изучению разработки пластов, эксплуатации и подземному ремонту скважин предприятиями Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР.

При изложении материала автор пытался как можно полнее осветить вопросы применения ГИС, привлекая для этого необходимые сведения из геологии, гидродинамики и нефтепромыслового дела с тем, чтобы любой читатель, будь он оператором геофизической партии, интерпретатором, нефтепромысловым геологом, мастером по добыче нефти или по капитальному ремонту скважин, смог бы более глубоко понять возможности и ограничения геофизических методов и эффективнее использовать их в своей практической работе.

Часть первая

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка нефтяного месторождения — процесс управления движением жидкости и газа в пласте к забоям добывающих скважин путем определенной системы размещения их на площади залежи, установления числа и порядка ввода в эксплуатацию, темпов отбора жидкости и режима работы оборудования подъема нефти, а также регулирования баланса пластовой энергии.

Разработка месторождения требует разнообразной информации о геологическом строении залежей, о процессах, протекающих в них при воздействии на продуктивные пласты, изменениях в составе и структуре потока пластовых флюидов. Основные источники информации — результаты промыслово-геофизических, гидродинамических и физико-химических (лабораторных) методов исследования пластов и скважин.

Глава I

ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И СИСТЕМЫ ИХ РАЗРАБОТКИ

ЭЛЕМЕНТЫ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

Залежью углеводородов называют локальное (единичное) скопление нефти, газа и воды в проницаемых пористых или трещиноватых горных породах, заключенных в толще непроницаемых отложений. В естественных условиях в залежи существует установившееся равновесие между силами, заставляющими жидкость и газ перемещаться в емкостном пространстве коллектора, и силами, препятствующими этому. Все залежи углеводородов делятся на три основных типа: структурные, стратиграфические и литологические.

Структурные залежи приурочены к ловушкам нефти и газа, образовавшимся в результате сгиба слоев осадочных отложений (складка) или разрыва их сплошности (выклинивание коллектора). Стратиграфические залежи связаны с ловушками нефти и газа, образовавшимися в результате эрозии (размытия) коллектора во время перерыва в накоплении осадков и перекрытия их затем непроницаемыми породами. Литологические залежи обусловлены ловушками нефти и газа, образованными в результате замещения слоев пористых горных пород непрони-



цаемыми породами. Подавляющее большинство залежей нефти и газа в природе связано с ловушками структурного типа.

Приведенная на рис. 1 схема соответствует залежи нефти с газовой шапкой, сформировавшейся в сводовом изгибе слоев горных пород.

Поверхности контактов газа и нефти, нефти и воды (рис. 1, а) в залежи — это поверхности газонефтяного и водонефтяного контакта соответственно. Линия пересечения поверхности водонефтяного (газонефтяного) раздела с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности (газонаосности). Если поверхность контакта горизонтальна, контур нефтеносности (газонаосности) в плане (рис. 1, б) параллелен изогипсам кровли пласта, если наклонна — смещен в сторону наклона. Ли-

ния пересечения поверхности водонефтяного (газонефтяного) раздела с подошвой пласта — внутренний контур нефтеносности (газосности). Длина, ширина, площадь залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газосности). Высотой залежи называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей точки. Часть залежи нефти, залегающая на площади распространения газовой шапки, — подгазовая зона залежи нефти. Часть залежи нефти, залегающая между внутренним и внешним контуром нефтеносности, — водонефтяная зона залежи нефти. Часть залежи нефти, залегающая между внешним контуром газосности и внутренним контуром нефтеносности, — чисто нефтеносная зона залежи нефти.

Разработка подгазовых, водонефтяных и чисто нефтяных зон залежи нефти имеет свои особенности.

Совокупность залежей нефти, приуроченных к одному и тому же участку поверхности Земли и подчиненных в процессе своего образования единой тектонической структуре, составляет месторождение нефти.

СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Основные характеристики пород-коллекторов — их пористость, проницаемость и насыщенность пластовыми флюидами. Величины этих параметров в значительной мере зависят от тектонических (расположение и распределение минеральных зерен) и структурных (форма и величина минеральных зерен) особенностей и состава пород-коллекторов.

На движение жидкостей в поровом пространстве породы большое влияние оказывают строение и размеры пустот между минеральными зернами. Пустоты, или поры, в горных породах подразделяются на крупные (сверхкапиллярные), мелкие (капиллярные) и субкапиллярные. Нефть обычно содержится в капиллярных порах.

Пористость пород — важнейший параметр, определяющий запасы нефти в залежи. К эффективным порам относятся те пустоты в породе, которые сообщаются друг с другом, к динамическим — пустоты, через которые может происходить движение нефти в пласте.

Проницаемость горной породы — это способность ее пористого пространства пропускать жидкость при перепаде давления. Проницаемость, таким образом, — свойство пористой среды и мера проводимости ее для жидкостей. Она является как бы сопротивлением, препятствующим течению в породе пластовых флюидов.

Для оценки проницаемости горной породы обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна гра-

диенту давления ($\Delta p/L$) и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости μ (силе сопротивления перемещению):

$$v = Q/F = k \Delta p / (\mu L),$$

где Q — объемный расход жидкости в единицу времени; v — скорость линейной фильтрации; Δp — перепад давления; L — длина образца породы; F — поперечное сечение образца.

Согласно этому закону проницаемость является константой пропорциональности k , характеризующей пористую среду, ее называют коэффициентом проницаемости:

$$k_{пр} = \mu QL (\Delta p F).$$

Единицей измерения коэффициента проницаемости в СИ служит 1 м^2 , т. е. проницаемость такого образца породы, при фильтрации через площадь поперечного сечения которого, равную 1 м^2 , при длине 1 м и перепаде давления в нем 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ м}^2/\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$ [$1 \text{ м}^2 = 1,02 \times 10^{15} \text{ мД}$ (в СГС)].

Проницаемость подразделяют на абсолютную и эффективную. Абсолютная проницаемость — проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного замещения пор среды газом или жидкостью. Эффективная проницаемость — проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы — жидкой или газовой (например, проницаемость для нефти при одновременном присутствии в порах воды). Таким образом, эффективная проницаемость является функцией не только строения пористой среды, но и насыщения этой среды различными фазами флюидов. Если часть пор занята другой фазой, сопротивление течению подвижной фазы усиливается, т. е. проницаемость для этой жидкости становится меньше.

Кривая 2 (рис. 2) показывает изменения проницаемости для нефти от содержания в пористой среде воды; кривая 3 характеризует изменение проницаемости для воды при различной водонасыщенности w_w породы. В точке схождения кривых относительные проницаемости как для нефти, так и для воды около 0,2. Сумма относительных проницаемостей для нефти и воды составляет всего 0,3, т. е. наличие второй фазы в поровой системе снижает общую проницаемость породы в 3 раза.

При извлечении нефти на поверхность она теряет газ и частично из нее выделяются парафин, смолы. Основные физические свойства нефти — плотность и вязкость.

Плотность нефти оказывает влияние на ряд явлений, происходящих как при формировании нефтяных залежей, так и при их разработке. Плотность нефтей колеблется от 0,76 до 0,96 г/см³. Наиболее часто встречаются нефти плотностью 0,82—0,89 г/см³. Различают нефти легкие (плотность ниже 0,9 г/см³)

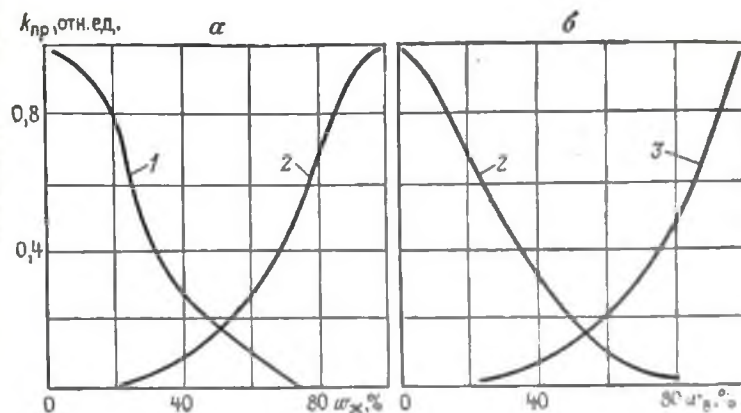


Рис. 2. Зависимости относительной проницаемости пород для нефти и газа от насыщенности пор жидкостью w_w (а) и относительной проницаемости для нефти и воды от водонасыщенности пор w_v (б).

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода

и тяжелые (плотность выше 0,9 г/см³). Количество парафина в нефти колеблется от следов до 10% и выше. Плотность нефти сильно изменяется при растворении в ней газа.

Вязкость нефти — свойство, характеризующее внутреннее сопротивление частиц жидкости ее движению. Вязкость жидкости проявляется только при ее перемещении. Например, через поперечное сечение трубы жидкость перемещается с разной скоростью. Непосредственно у стенки трубы она равна нулю, а максимуму достигает на оси трубы.

Вязкость нефти зависит от ее состава, температуры и количества растворенного в ней газа. При повышении давления вязкость нефти несколько увеличивается. С понижением температуры вязкость нефти сильно повышается.

В зависимости от состояния как нефти, так и газа, а также от давления и температуры в пласте либо весь газ, либо часть его растворяется в нефти. Это так называемый растворенный газ. Оставшийся после растворения над жидкостью избыточный газ называется свободным газом. Концентрация газа в нефти прямо пропорциональна давлению, если температура остается постоянной и если жидкость и газ не взаимодействуют друг с другом химически.

В процессе разработки нефтеносного пласта в нем могут происходить изменения пластового давления. Эти изменения влияют на свойства пластовой нефти. При снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом он начинает выделяться из нефти. Это приводит к сильному уменьшению объема нефти, к увеличению ее плотности и вязкости.

Вода — неизменный спутник нефти и газа. В нефтяном месторождении она может залегать в том же пласте, в котором

находится нефтяная залежь, занимая пониженные части пласта, а также в самостоятельных водоносных горизонтах. Воды нефтяных месторождений классифицируют по относительному положению нефтеносных и водоносных пластов. Они могут быть пластовыми (краевые или законтурные, подошвенные, промежуточные) и посторонними (воды из пластов, находящихся за пределами ловушки нефти и газа) водами.

Воды нефтяных месторождений, как правило, бывают минерализованными. В результате взаимодействия воды с включающими ее породами и газообразными составляющими земной коры часть их вовлекается в состав воды. Чаще всего в природных водах содержатся растворимые соли соляной, серной и угольной кислот. В них обычно растворены три газа: азот, углекислый газ и метан.

Основные физические свойства пластовой воды — плотность, вязкость и электропроводность. Плотность воды всегда больше 1 и может достигать 1,3 г/см³ и более. Она всегда связана с минерализацией воды, поэтому по плотности воды судят о количестве растворенных в воде солей. Вязкость воды зависит от степени ее минерализации и температуры. Она обычно значительно ниже вязкости нефти. Электропроводность воды увеличивается с увеличением минерализации и температуры.

ЭНЕРГИЯ В ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

Нефть и газ в пластовых условиях находятся под действием сил, способствующих их перемещению к забоям эксплуатационных скважин или, наоборот, удерживающих их в пласте. К основным источникам энергии, проявляющимися при движении подземных флюидов к забоям эксплуатационных скважин, относятся: сжимаемость нефти, газа и воды в пористой среде; более высокие силы гравитации в верхних слоях залежи по отношению к крыльям; упругость сжатого и растворенного в нефти и газовой шапке газа; упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром.

Энергия пласта расходуется на преодоление сопротивления породы течению жидкостей и газа, перемещающихся в области с более низкой энергией (давлением). Дополнительным источником энергии может служить также упругое сжатие самой горной породы, так как после снижения пластового давления происходит в какой-то мере изменение объема порового пространства под действием сил горного давления.

Нефть и газ, образующие залежи, обычно находятся под высоким давлением, которое создается давлением окружающей водной системы и давлением лежащих выше горных пород. При разработке залежи могут действовать следующие силы, движущие нефть в пласте: напор законтурных (краевых) вод; упругость жидкости и породы; давление сжатого газа; расширение газа, растворенного в нефти; сила, обусловленная весом нефти.

Напор краевых вод. В результате добычи нефти через эксплуатационные скважины объем ее в пласте непрерывно уменьшается. Однако законтурные воды, находящиеся под большим давлением, продвигаются внутрь нефтяной залежи, восполняя потерянный объем, и продолжают продвигать нефть к забоям скважин. При сильном напоре законтурных вод можно вызвать значительный перепад давления между нефтяной залежью и законтурной областью, а следовательно, обеспечить высокую добычу нефти. Эффективность действия законтурных вод зависит от того, насколько поддерживается их напор на контуре нефтеносности.

Упругость жидкости и породы. При недостаточном напоре законтурных вод отбор нефти из пласта приводит к снижению давления не только в самой нефтяной залежи, но и в водоносной части пласта вокруг нее. Снижение давления приводит в действие упругие силы пласта — происходит расширение жидкости (нефти, воды) и породы.

Действие упругих сил пласта, как и напор законтурных вод, проявляется во внедрении воды в нефтяную залежь. Отличие состоит в том, что при действии упругих сил пласта давление в нефтяной залежи и на окружающих площадях по мере отбора нефти непрерывно снижается.

Давление сжатого газа. При перенасыщении нефти газом свободный газ скапливается в повышенной части ловушки, образуя газовую шапку. При уменьшении давления в нефтяном пласте в результате отбора нефти газ, находящийся в газовой шапке под большим давлением, начинает расширяться и вытеснять нефть к забоям скважин. Газовая шапка, отсутствующая до разработки месторождения, при определенных условиях может образоваться в процессе разработки месторождения (например, в результате снижения давления в хорошо проницаемом пласте ниже давления насыщения нефти газом).

Расширение газа, растворенного в нефти. При ухудшенной проницаемости коллектора или усиленном отборе нефти выделяющийся в виде мельчайших пузырьков газ будет двигаться не в повышенную часть залежи, а к забоям ближайших скважин. За счет резкого снижения давления расширяющиеся пузырьки газа пронизывают всю нефть и вытесняют ее к забоям скважин.

Силы, обусловленные весом нефти. При хорошей проницаемости пласта нефть под действием собственного веса перемещается в пониженные части пласта, а верхняя часть пласта постепенно «осушается».

При разработке залежи нефти наряду с силами, способствующими движению нефти и газа, действуют силы, удерживающие нефть в пласте. В результате действия этих сил, основные из которых — гидравлическое сопротивление, капиллярные силы и др., значительную часть нефти извлечь из пласта не удастся.

Энергия, заключенная как в самой нефтяной залежи, так и в окружающей ее водоносной части, начинает действовать только при эксплуатации нефтяного пласта.

При отборе жидкости из пласта в околоскважинном пространстве добывающей скважины происходит понижение пластового давления. В результате образовавшегося перепада давления к забою скважины начинает двигаться нефть с растворенным в ней газом. По мере развития процесса в движение приходят краевые воды или газовая шапка, если таковая имеется. Совокупность всех условий работы пласта принято называть режимом пласта. Режим пласта внешне проявляется в преимущественном действии одной из сил движения: движении краевых вод, расширении газовой шапки и т. д.

Показатели проявления режима пласта — изменения пластового давления, текущих отборов нефти, газа и воды. От режима пласта зависит конечная нефтеотдача (доля извлеченных запасов). Так, при чрезмерно большом отборе жидкости из пласта краевые воды не восполняют отбор и давление в нефтяной залежи падает ниже давления насыщения с выделением растворенного газа. Это затрудняет нефтеотдачу пласта из-за снижения относительной проницаемости для жидкости.

Упругая энергия жидкости и породы может оказаться недостаточной для вытеснения нефти к скважинам при снижении пластового давления до давления насыщения. В этом случае при дальнейшем понижении давления также начнет выделяться растворенный газ.

Регулируя текущий отбор жидкости из пласта, позволяя восполнять энергию за счет притока краевой воды, можно задержать падение давления и добиться лучшей нефтеотдачи. Однако ограниченность энергии упругого расширения жидкости, породы или сжатого газа обуславливает пониженную нефтеотдачу даже при регулируемом отборе. В связи с этим на пласт воздействуют не только путем отбора жидкости, но и вводом дополнительной энергии, например, закачивая в него воду или газ.

При разработке месторождений с воздействием на пласт путем отбора жидкости различают следующие режимы нефтяного пласта: водонапорный, упругий, или упруго-водонапорный; газонапорный, или режим газовой шапки; газовый, или растворенного газа; гравитационный (с преимущественным использованием силы тяжести).

При разработке месторождений с воздействием на пласт путем отбора нефти и ввода в него дополнительной энергии различают следующие режимы пласта: вытеснения нефти водой; вытеснения газированной нефти водой; вытеснения нефти (газированной нефти) газом.

Водонапорный режим может проявляться в ловушках, представляющих собой складку с выходом пласта в зону питания водой. В данном случае принимается, что пласт пополняется на выходах водой в количестве, полностью возмещающем отбор жидкости. При водонапорном режиме имеет место тесная связь между отбором жидкости из пласта и понижением пластового давления. Чем больше снижено динамическое (рабочее) пластовое давление, тем больше будет текущий отбор жидкости.

Упруго-водонапорный режим связан с преимущественным действием упругих сил пласта — расширением пластовой жидкости и породы при снижении пластового давления. Внешнее действие упруго-водонапорного режима проявляется в продвижении краевых и подошвенных вод. Для него характерно постепенное снижение динамического пластового давления как в при-скважинной зоне, так и на окружающей нефтяную залежь площади.

Газонапорный режим связан с преимущественным действием напора газа, находящегося в газовой шапке, и внешне проявляется в движении контура газовой шапки. Основное условие газонапорного режима — снижение давления в пласте на разрабатываемой площади, передающееся на газовую шапку, что вызывает ее расширение.

Режим растворенного газа связан с преимущественным действием газа, перешедшего при понижении пластового давления из растворенного в окклюдированное (адсорбированное) состояние. Выделяющиеся пузырьки газа расширяются и проталкивают нефть к местам отбора. В отсутствие продвижения краевых вод режим растворенного газа характеризуется резким понижением динамического пластового давления и сильным падением отборов жидкости из скважин в начальный период разработки залежи.

Гравитационный режим начинает проявляться в тех случаях, когда внутренние силы, движущие нефть в пласте, отсутствуют или истощились. Он проявляется в том, что приток нефти наблюдается из скважин, расположенных на крыльях структуры, тогда как на своде структуры скважины не дают притока.

Смешанный режим характеризуется возможностью одновременного действия нескольких сил, движущих нефть к забоям скважин.

Режим вытеснения нефти водой связан с вводом в пласт дополнительной энергии и обеспечением за счет этого неснижающегося во времени динамического пластового давления на уровне, превышающем давление насыщения нефти газом. Режим вытеснения газированной нефти водой очень близок к режиму вытеснения нефти водой и отличается тем, что на части площади месторождения давление в пласте оказывается ниже давления насыщения и часть газа выделяется из растворенного состояния в свободное. Режим вытеснения нефти (газированной нефти) газом характеризуется снижением пластового давления. Для

вытеснения одного и того же объема нефти расходуется больше газа, чем больше было снижено давление при предварительном истощении энергии пласта.

ЗАПАСЫ НЕФТИ В ЗАЛЕЖИ

Запасы нефти и содержащихся в ней сопутствующих компонентов принято разделять на две группы: балансовые и забалансовые. Балансовые запасы удовлетворяют промышленным условиям и горнотехническим условиям эксплуатации; забалансовые — нерентабельные для эксплуатации (низкое качество нефти, малая производительность скважин, сложность эксплуатации и др.).

В балансовых запасах нефти выделяются и учитываются извлекаемые запасы. Коэффициент (степень) извлечения пластовых флюидов определяется технико-экономическими расчетами. Запасы нефти и газа того или иного месторождения по степени их подготовленности подразделяются на категории: A_1 , B_1 , C_1 и C_2 . Запасы по категории A_1 наиболее детально разведаны, оценены на площади, околунной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа. Детально изучены также фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и физические свойства пластовых флюидов. Запасы по категории B_1 еще требуют детализации. Они подсчитаны при наличии промышленных притоков не менее чем из двух скважин, вскрывших пласт на разных гипсометрических отметках. Геолого-физические свойства пластов и жидкостей изучены на площади приблизительно. Запасы по категориям C_1 и C_2 выявлены приблизительно по данным геолого-поискового бурения или наземной геофизической съемки. При получении притока нефти хотя бы в одной скважине запасам присваивается категория C_1 ; если продуктивность залежи оценена по аналогии с известными месторождениями, запасам присваивается категория C_2 .

Для подсчета запасов нефти применяются методы: объемный; статистический; материального баланса.

Объемный метод подсчета запасов нефти основан на учете особенностей распределения их в горных породах: нефть содержится в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород. Для подсчета запасов нефти применяют формулу

$$Q = F h k_{on} k_n \eta \delta \theta,$$

где Q — извлекаемый (промышленный) запас нефти; F — площадь нефтеносности; h — толщина нефтенасыщенного пласта; k_{on} — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород; k_n — коэффициент нефтенасыщенности; η — коэффициент нефтеотдачи; δ — плотность нефти на поверхности земли; θ —

статистический коэффициент, учитывающий усадку нефти при извлечении на поверхность.

Статистический метод подсчета запасов нефти основан на изучении кривых падения дебитов скважин с применением метода математической статистики. Кривые строятся по данным статистического материала о добыче нефти за прошедший период разработки. При использовании их выявляются общие закономерности и факторы, влияющие на дебиты скважин. Руководствуясь выявленными зависимостями, строят кривые эксплуатации на основе экстраполяции этих кривых определяют возможную добычу и запасы нефти.

Метод материального баланса основан на изучении изменения физических параметров жидкости, содержащейся в пласте, в зависимости от изменения давления в залежи в процессе разработки. Вывод уравнения материального баланса базируется на изучении баланса между первоначально содержащимися в недрах углеводородами и количеством углеводородов, добытых и оставшихся в недрах, или на определении освобожденного объема в пласте в процессе добычи нефти, воды и газа.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка как отдельной нефтяной залежи, так и месторождения в целом осуществляется по определенным системам. В систему разработки входит совокупность следующих процессов: разбуривание залежи скважинами по определенной схеме и плану; осуществление и регулирование отбора нефти из залежи через эти скважины; применение методов воздействия на пласт путем введения дополнительной энергии; наблюдение за правильною разработкой пластов и эксплуатацией скважин.

Основной документ, по которому осуществляется эксплуатация месторождения, — проект разработки. При составлении проекта устанавливается точное расположение на площади месторождения добывающих, нагнетательных, наблюдательных скважин, намечается система изучения процесса выработки запасов и эксплуатации скважин, а также оценивается эффективность мероприятий, направленных на достижение заданной добычи нефти при минимуме затрат и максимуме нефтеотдачи пластов.

Основная часть проекта разработки — расчеты геологической модели эксплуатационного объекта, технологических показателей разработки, технических параметров оборудования для подъема нефти и экономических показателей.

Наибольший опыт разработки в нашей стране накоплен по пластовым нефтяным залежам, окруженным краевыми водами, которые являются наиболее распространенными.

Характерная особенность разработки пластовых залежей — планомерное перемещение по пласту фронтов воды. Таким образом, разработка запасов этих залежей нефти происходит постепенно с периферии. При этом продвигающаяся вода последо-

тельно появляется в добывающих скважинах. В первую очередь обводняются скважины, расположенные ближе к начальной контуре нефтеносности, затем обводняются скважины, расположенные внутри нефтеносной площади. Эти особенности перемещения фронта воды наблюдаются в условиях как водонапорного, так и упруго-водонапорного режимов, поскольку в обоих случаях движение воды происходит под действием напора краевых вод. Однако если при водонапорном режиме естественные условия благоприятствуют эффективному и полноценному извлечению всех промышленных запасов нефти, то при упруго-водонапорном режиме лишь в сравнительно редких случаях удается эффективно извлечь промышленные запасы нефти. Обычно, из-за непрерывного снижения динамического пластового давления происходит смена упруго-водонапорного режима на смешанный режим — режим растворенного газа на разрабатываемой площади и упруго-водонапорный в небольшой полосе, прилегающей к поступающим краевым водам. Это приводит к снижению нефтеотдачи.

Для повышения эффективности разработки пластовых нефтяных залежей, окруженных краевыми водами, в настоящее время широко применяют методы ввода дополнительной энергии в пласт, сущность которых заключается в следующем.

На чисто нефтяной части залежи бурят специальные скважины, через которые в залежь закачивают воду или другой вытесняющий агент. В том случае, когда эти скважины бурят в водонапорной части пласта вдоль контура нефтеносности, систему разработки называют законтурным заводнением, а когда нагнетательные скважины располагают непосредственно на площади нефтяной залежи, систему называют внутриконтурным заводнением.

Законтурное и внутриконтурное заводнения применяют при разработке эксплуатационных объектов с хорошей проницаемостью пластов и при низкой вязкости нефти. При низкой проницаемости пластов и высокой вязкости нефти, когда давление от нагнетательных скважин не может быть передано на большие расстояния, применяют площадное или избирательное заводнение. При площадном заводнении характерной особенностью является размещение как нагнетательных, так и эксплуатационных скважин равномерно по площади, причем скважины чередуются и между ними выдерживаются определенные расстояния. При избирательном заводнении нагнетательные скважины не связываются с общей системой нагнетания, а располагаются на отдельных участках.

В случае разработки нефтяных залежей в режиме растворенного газа особое значение имеют вопросы последовательного бурения эксплуатационных скважин и уплотнения их сетки. Для этой цели применяют несколько систем разработки: сгущающуюся и ряд разновидностей ползущих систем размещения скважин. При разработке нефтегазовых залежей регулированию подде-

т перемещение контуров не только нефти, но и газа. Чтобы уменьшить нефтеотдачу этих залежей в период разработки, всемерно увеличивают долю участия воды в вытеснении нефти из пласта. Применяются три варианта разработки нефтегазовых залежей при выполнении этого условия: при контурном заводнении с поддержанием на границах залежи начального пластового давления; при внутриконтурном (барьерном) заводнении, разобщающем газовую и нефтяную залежи; без поддержания давления при сохранении неподвижности газонефтяного контакта, что может быть достигнуто регулированием отбора газа одновременно с добычей нефти.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ НА СТАДИИ ИХ РАЗРАБОТКИ

Производительность нефтяных пластов в процессе их эксплуатации закономерно изменяется в зависимости от режима пласта, причем с помощью методов воздействия на него можно перевести в более эффективный.

Для правильного управления эксплуатацией пласта и обеспечения за счет этого запланированной добычи нефти и газа необходимо располагать сведениями о процессах, происходящих в пласте. В частности, производительность нефтяных пластов тесно связана с пластовым и забойным давлением и их изменением в процессе эксплуатации, а также с обводнением продукции скважины или изменением газового фактора.

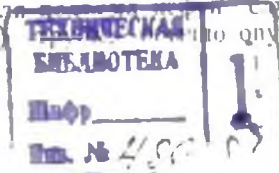
Наряду с обеспечением заданного уровня добычи нефти важной задачей является обеспечение полноценного извлечения нефти из недр.

В процессе эксплуатации нефтяных пластов происходит изменение пластового давления и его распределения по площади, что оказывает влияние как на начальные, так и на текущие дебиты скважин и вместе с тем на общую текущую добычу нефти.

Весь процесс разработки месторождения подразделяется на четыре стадии.

Первая стадия связана с освоением эксплуатационного объекта и характеризуется ростом добычи нефти при небольшой обводненности. На этой стадии вводят в эксплуатацию проектный фонд скважин и осваивают систему воздействия на пласт. Стадия заканчивается получением максимального уровня добычи нефти. Основные категории скважин на этой стадии разработки — фонтанные и нагнетательные скважины.

Фонтанная скважина — скважина, в которой нефть изливается на поверхность за счет естественной энергии нефтяного пласта. Оборудованием для скважин служат специальные фонтанные (лифтовые) насосы, опускаемые до кровли



продуктивного пласта и оснащенные на конце воронкой. Газ подается в межтрубное пространство и нефтегазовая смесь устье каждой скважины устанавливается фонтанная арматура поднимается по насосно-компрессорным трубам, и по центральной которая обеспечивает подвеску фонтанных труб и герметизацию системы, при которой газ подается в скважину по насосно-устья скважины. Регулирование эксплуатации фонтанной скважины компрессорными трубам и нефтегазовая смесь поднимается по жины осуществляется с помощью штуцеров (диафрагм с отводом в межтрубное пространство. Может применяться двухрядный стнем). Изменяя проходное сечение штуцера, в условиях да ступенчатый лифт, при котором наружная колонна насосно-ной скважины можно изменять отбор жидкости и газа компрессорных труб ступенчатая — внизу меньшего диаметра. пласта.

На устье каждой компрессорной скважины устанавливается фонтанная арматура, которая поддерживает спущенные в ляется в специальную емкость, в которой происходит отделение скважину насосно-компрессорные трубы, герметизирует меж-газа от нефти. Такая емкость называется газовым сепаратором. Межтрубные пространства, направляет продукцию скважины в вы-или трапом. шидную линию и сжатый газ в скважину. Отделение газа от

Нефетательная скважина — специальная скважина, предназначенная для нагнетания воды (газа) или другого вытесняющего агента в пласты эксплуатационного объекта. Технология. Глубиннонасосная скважина — скважина, эксплуатирующая-

ским оборудованием этой скважины также является фонтанная скважина с помощью глубинного насоса. По месту расположения дви- (запорная) арматура и лифтовые трубы. Для герметизации пространства между лифтовыми трубами и эксплуатационной колонной (стенками скважины) на каждый конец лифтовых труб надевается пакер. с насосными установками: с двигателем, расположенным на поверхности лонной (стенками скважины) на каждый конец лифтовых труб (с приводом, осуществляемым с помощью колонны штанг); в погружным двигателем (бесштанговые).

Вторая стадия разработки месторождения связана с поддержанием достигнутого наибольшего уровня добычи нефти и газа. Среди первого типа наибольшее распространение получили жанием достигнутого наибольшего уровня добычи нефти и газа. Среди первого типа наибольшее распространение получили характеризуется относительно стабильной производительностью насосных труб, глубинный насос с плунжером, подвешенным на нефтяного пласта, нарастанием обводненности продукции к кон штангах. Глубинный насос приводится в действие от станка-ка-цу периода и соответственно переходом к механизированному чалки, расположенного на поверхности. Из второго типа наибо-способу эксплуатации скважин. Основными категориями сква-лее распространен электроцентробежный погружной насос. Он жин на этой стадии разработки являются фонтанные, механизированные и нагнетательные скважины. состоит из расположенных вертикально на общем валу много-ступенчатого центробежного насоса, электромотора и протекто-

Механизированная скважина — скважина, в которую для ра, защищающего электромотор от попадания в него жидкости. подьема жидкости (из-за недостатка пластовой энергии) вводя Питание мотора осуществляется по бронированному кабелю, с поверхности энергию либо в виде сжатого газа (компрессор спускаемому вместе с насосными трубами, у башмака которых ный способ), либо в виде механической энергии, передаваемой устанавливается мотор-насос. Установки для

Поток поднимающейся в скважине жидкости с помощью раз- Третья стадия разработки месторождения связана со значи-личных глубинных насосов (глубиннонасосный способ). тельным снижением добычи нефти и характеризуется прогрес-сирующим обводнением продукции, снижением производите-

Компрессорная скважина — скважина, в которой для подь-ности скважин, переводом всего фонда скважин на механизиро-ема нефти на поверхность к башмаку фонтанных труб подводит-ванный способ эксплуатации, выводом части скважин из дейст-ся сжатый в компрессорах нефтяной газ (газлифт) или воздух вующего фонда. Основные категории скважин на этой стадии (эрлифт), энергия расширения которых способствует движению разработки — механизированные добывающие и нагнетательные жидкости. скважины.

Существует несколько типов и систем лифтов (подъемников Четвертая стадия — завершающая стадия разработки и ха-нефти на поверхность): двухрядный, при котором в скважину рактеризуется низким, медленно снижающимся уровнем добычи

спускаются два концентрически расположенных ряда насосно- нефти, высокой обводненностью добываемой продукции. Первая, вторая и третья стадии, в течение которых отбира-компрессорных труб, причем газ подается в скважину через ется основная часть запасов при сравнительно высоких темпах отбора, составляют основной период разработки. Весьма важно

межтрубное пространство этих труб, а нефтегазовая смесь под- в течение этого периода обеспечить высокую продуктивность нимается по внутреннему пространству труб меньшего диамет-каждой добывающей скважины и приемистость нагнетательной ра; однорядный, при котором в скважину опускается один ряд жидкости. Каждая добывающая скважина и приемистость нагнетательной насосно-компрессорных труб. При этом газ может подаваться в

скважины. Продуктивность (приемистость) скважины характеризуется коэффициентом продуктивности (приемистости). Обычно в пределах чисто нефтяной части площади). В целях

Коэффициент продуктивности (приемистости) скважины — это отношение дебита скважины к разности давлений (давления в скважине и забойного давления) при котором полученный объем притока или поглощения жидкости:

$$\eta = Q_i (p_{пл} - p_{заб})^n,$$

где Q — расход жидкости скважины; $p_{пл}$ — пластовое динамическое давление; $p_{заб}$ — забойное давление; n — показатель степени фильтрации жидкости.

Коэффициент продуктивности показывает приращение суммарного притока (поглощения) жидкости в скважине при увеличении депрессии на единицу давления. Величина коэффициента продуктивности прямо пропорциональна толщине (мощности) работающего интервала пласта и его проницаемости, обратно пропорциональна вязкости фильтрующейся жидкости и в меньшей степени зависит от логарифма отношения радиуса контура питания к радиусу скважины.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

В процессе разработки нефтяного пласта условия непрерывно изменяются. По мере извлечения нефти нефтенасыщенный объем залежи уменьшается и замещается поступающей водой. В добываемой продукции все большую часть начинает занимать вода, что приводит к снижению добычи нефти. Сильно снижается дебиты скважин и общая добыча нефти при прорывах газа и газовой шапки в эксплуатируемые скважины. Регулирование процесса разработки включает в себя достижение следующих условий:

размещение на площади залежи эксплуатационных и нагнетательных скважин по системе, обеспечивающей наиболее полный охват пластов вытеснением нефти, т. е. полноценную разработку запасов.

установление оптимальных и дифференцированных по площади отборов жидкости и закачки воды по скважинам, с помощью которых достигается максимальное вытеснение нефти с учетом геологического строения пласта, физико-химических свойств коллектора, нефти, газа и воды;

проведение систематического наблюдения за изменением нефтенасыщенности отдельных интервалов и слоев пласта в процессе разработки.

Для поддержания добычи нефти сильно обводнившиеся и газаватные скважины выключают из эксплуатации, а вместо них, если имеется возможность, вводят в эксплуатацию новые

скважины или уплотняют сетку существующих скважин (обычно в пределах чисто нефтяной части площади). В целях увеличения дебитов скважин применяют механизированные способы добычи, обеспечивающие форсирование отбора жидкости, также увеличение объемов закачиваемой в пласт воды.

Главная задача регулирования разработки нефтяного пласта — обеспечение условий и проведение мероприятий, способствующих максимальному извлечению нефти из недр. Это может быть достигнуто, если весь объем нефтенасыщенной части пласта будет охвачен процессом разработки, т. е. при коэффициенте охвата вытеснением, приближающемся к 100%.

Для того чтобы достичь максимального извлечения нефти из пласта, необходимо располагать достаточно полной информацией о геологическом строении залежи нефти, емкостно-фильтрационных свойствах коллекторов, физико-химических свойствах пластовых жидкостей и газа, об охвате пластов вытеснением нефти, о состоянии нефтенасыщенности, о местах, где сформировались запасы нефти, т. е. должно быть организовано систематическое исследование скважин для изучения процесса выработки запасов нефти на месторождении.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением гидрофизических исследований показывает, что из-за неоднородности пластов по свойствам (сложность и расчлененность) вытеснение нефти из пласта происходит преимущественно постокой. Высокопроницаемые слои и прослои оказывают обводненными раньше, чем менее проницаемые. Зональная неоднородность и линейность обуславливают неравномерное заводнение пласта по площади. При наличии гидродинамической связи между разрабатываемыми пластами происходят перетоки жидкости из пласта в пласт. Цель геофизических исследований в скважинах в процессе разработки нефтяных залежей — получение достоверной информации о состоянии выработки запасов, на основании которой может быть оценена эффективность разработки и внесены необходимые уточнения в проект разработки.

В настоящее время существующим комплексом геофизических методов исследований в скважинах решаются следующие основные задачи разработки залежей нефти: изучение эксплуатационных и энергетических характеристик пластов; исследование процесса вытеснения нефти в пласте; определение режима работы эксплуатационной скважины.

Изучение эксплуатационных характеристик пласта и энергетического состояния залежи нефти основано на проведении ис-

следований по: определению отдающих интервалов в добывающих скважинах и поглощающих интервалов в нагнетательных скважинах; установлению профилей притока и поглощения перфорированных интервалах продуктивного разреза скважины; определению пластовой температуры и давления; определению структуры и состава потоков жидкости в стволе скважины.

По результатам исследования эксплуатационных и энергетических характеристик пластов оцениваются охват залежи процессом вытеснения нефти водой, производительность пласта, качество вскрытия их. Эта информация позволяет принять меры для увеличения охвата залежи заводнением на основе улучшения качества вскрытия пластов и выравнивания профилей емкости закачиваемой воды. По данным о пластовом давлении и температуре прогнозируются возможности опережающего обводнения пласта, поскольку в нем обычно наблюдаются высокие давления и пониженная температура, связанные с более интенсивным воздействием закачки воды.

Изучение структуры и состава потоков жидкости позволяет устанавливать интервалы поступления воды в продукцию скважины.

Изучение процесса вытеснения нефти в пласте водой основано на проведении исследований в скважинах, цель которых:

установление положения водонефтяного и газонефтяного контуров в пласте; определение текущей нефтенасыщенности пласта.

По результатам периодических исследований в скважинах расположенных по периметру текущих контуров нефтеносности и фронтов заводнения, устанавливаются скорости их перемещения и положение на фиксируемую дату. Это позволяет прогнозировать процесс заводнения с учетом изменения фильтрационных свойств пласта по площади.

Данные о текущей нефтенасыщенности в заводненной части пласта позволяют судить о степени его выработки (по разнице между текущей и остаточной нефтенасыщенностью пласта). По результатам массовых определений нефтенасыщенности заводненной части залежи объемным методом могут быть подсчитаны остаточные запасы и оценена текущая выработка запасов.

Определение режима работы эксплуатационной скважины связано с проведением исследований, направленных на изучение структуры газонефтяной смеси в межтрубном пространстве (в пространстве между лифтовыми трубами и эксплуатационной колонной) при использовании для подъема нефти глубинных насосов или при газлифтом способе эксплуатации; определения свойств, доступные для измерения электрическими методами положения элементов различного технологического оборудования (насоса,пускowego клапана, пакера и т. д.). Эти данные позволяют судить о том, является ли режим работы оптимальным.

Глава 2

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ

Энергетические и эксплуатационные характеристики пластов оцениваются по таким параметрам, как давление, температура, исход (приток, поглощение), состав и структура потока.

БАРОМЕТРИЯ

Основная задача барометрии эксплуатационных скважин — изучение градиентов давления, которыми определяется скорость вытеснения жидкости в пласте, а следовательно, и темпы выработки запасов нефти. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи нефти.

Информация о давлении в залежи получается по результатам систематических измерений давления в скважинах. Анализ изменения давления по площади на определенную дату эксплуатации скважины позволяет судить об энергетическом состоянии залежи.

При изучении энергетического состояния залежи нефти в местах пересечения пластов стволами скважин определяют: абсолютное значение давления на забое скважины; разность между двумя значениями давлений на забое (депрессию); приращение давления (разность между начальным и текущим значениями давления на забое); зависимость гидростатического давления в скважине от глубины.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах давление в глубине против середины работающей толщины пласта называется забойным давлением. При отсутствии отбора или нагнетания жидкости в пласт забойное давление близко к пластовому, т. е. давление на забое в период простоя скважины называется пластовым давлением. При отборе жидкости из скважины забойное давление становится меньше пластового на величину депрессии, при нагнетании в пласт воды — превышает пластовое давление на величину репрессии.

Для измерения давления в скважинах используются скважинные манометры различных конструкций. В качестве датчиков давления в них применяют элементы, способные превращать механическое воздействие на них окружающей среды в изменение электрических свойств, доступные для измерения электрическими методами.

К таким элементам относятся: гелиевая пружина; поршень, нагруженный пружиной; сильфонная пружина; мембрана и др.

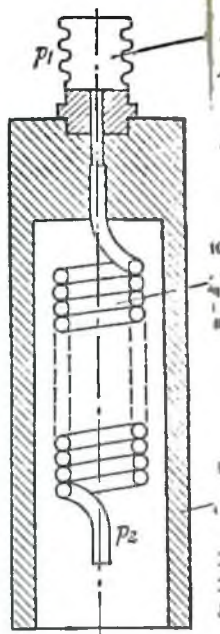
В качестве датчиков давления можно использовать также пьезоэлектрические, магнитоупругие датчики, датчики контактного сопротивления.

Таблица 1

Технические характеристики глубинных манометров

Прибор	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Максимальное рабочее давление, МПа	Максимальная рабочая температура, °C	Масса, кг	Погрешность измерения, %
МГИ-1	33	1658	60	120	7	$\pm 1,5$
МГИ-3	55	2200	120	150	16	$\pm 0,25$
МГИ-4	33	2000	150	150	16	$\pm 0,25$
МПП-1	33	1700	60	100	8	$\pm 0,2$
МПП-2	33	1700	60	150	8	$\pm 0,2$
МГД-36	36	2030	20	120	9,3	± 2

Рис. 3. Принципиальная схема скважинного манометра



В качестве чувствительного элемента в скважинном манометре, приведенном на рис. 3, использованы сильфонная и геликсовая пружины. На сильфонную пружину 1 воздействует давление жидкости в скважине p_1 . Геликсовая пружина 2 помещена в охранный корпус 3 скважинного прибора и находится под давлением p_2 , близким к атмосферному. Внутренние полости обеих пружин соединены и могут быть заполнены жидкостью или сжатым воздухом. При увеличении давления p_1 сильфонная пружина сжимается и изменение объема заполнителя передает усилие на геликсовую пружину, раскручивая ее. Угол раскручивания пружины пропорционален действующему давлению и может быть преобразован в изменение электрического тока (путем вращения ползунка потенциометра или сердечника катушки индуктивности).

В настоящее время в скважинных манометрах (табл. 1) реализованы принципы измерения давления, использующие сильфонные и геликсовые пружины (манометры типа МГИ) и пористые пары (манометры типа МПП и МГД). В скважинной аппаратуре начинают находить применение пьезоэлектрические преобразователи типа САПФИР.

Измерения в скважинах глубинным манометром проводят статическом (в отсутствие движения жидкости) и в динамическом (жидкость движется) состояниях. В первом случае по с

$P_{пл}, \text{МПа}$

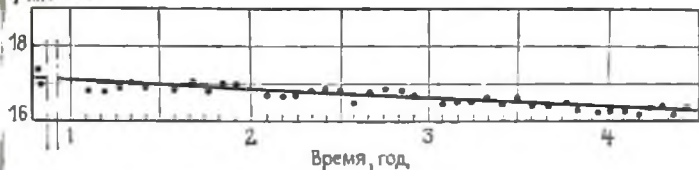


рис. 4. Пример изменения пластового давления во времени.

Точки — средние арифметические величины давлений, приведенные к единице времени.

$P, \text{МПа}$

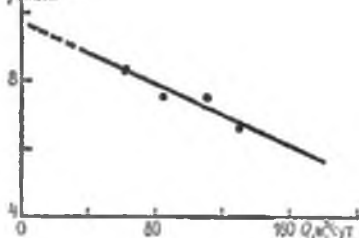


рис. 5. Индикаторная диаграмма

При сопоставлении данных измерений давления, выполненных в разное время, судят об изменении пластового давления в залежи за календарный период разработки. Из графика изменения давления в пласте во времени (рис. 4) видно, что положение точек характеризуется разбросом, значительно большим погрешности измерения давления манометром. Полоса разброса непрерывно понижается, что позволяет делать вывод о планомерном снижении пластового давления в залежи с увеличением срока разработки. Отклонение отдельных измерений от средней статистической зависимости связано с влиянием работы соседних скважин и проведением замеров при не полностью восстановившемся давлении в скважине.

В динамическом состоянии пласта замеры давления производят совместно с измерениями расхода жидкости. Это позволяет определять коэффициенты продуктивности и проницаемости, по которым судят о совершенстве вскрытия пластов (мест истечения или поглощения жидкости).

Наличие сведений о давлениях в каждом из совместно эксплуатирующихся пластов позволяет прогнозировать приближение фронта обводнения, поскольку в обводняющемся пласте обычно наблюдается повышение давления. Выявление различий давлений в расположенных рядом пластах способствует своевременному принятию мер по предотвращению нарушения крепления колонного пространства скважины и возникновения перетоков между пластами.

Совместные измерения давления и расхода жидкости позволяют также строить индикаторные диаграммы (рис. 5). Точкам на диаграмме соответствуют величины давления и расхода, измеренные в скважине при штуцерах, имеющих разные сечения

отверстий. Путем экстраполяции индикаторной линии на ось расхода можно оценить величину пластового давления, равного давлению при отсутствии притока жидкости в скважину (9,6 МПа).

ТЕРМОМЕТРИЯ

В стационарном состоянии тепловое поле в стволе скважины характеризуется повышением температуры с увеличением глубины. Показателями повышения температуры являются геотермическая ступень и геотермический градиент.

Геотермическая ступень — интервал ствола скважины в метрах, в пределах которого температура горных пород возросла на 1 К ($1\text{ К} = ^\circ\text{C} + 273,16$). Геотермический градиент — число К, на которое изменилась температура горных пород в интервале разреза скважины, равном 100 м. Геотермическая ступень и градиент имеют различные значения и составляют в среднем 33 м/К и 3 К/100 м соответственно.

Изучение температурных процессов в разрабатываемой залежи нефти предусматривает прежде всего определение начальных геотермических условий. Сравнение их с геотермическими характеристиками на определенный период разработки позволяет судить об изменении температуры пластов.

В связи с тем, что закачиваемая в нагнетательные скважины вода имеет значительно меньшую температуру, чем температура нефтяного пласта, последняя уменьшается. При определенных условиях на отдельных участках месторождения может произойти уменьшение температуры пласта до такой степени, что нефть начнет изменять свои первоначальные свойства. На месторождениях высоковязкой нефти, например, из-за выпадания парафина из растворенного состояния при снижении температуры может значительно уменьшиться или прекратиться приток нефти к скважинам.

Для получения представления о начальном тепловом поле пластов и продуктивного разреза в целом используют замеры температуры в долгопростоящих скважинах. В этих скважинах температура жидкости, заполняющей ее ствол, соответствует температуре горных пород.

По измеряемым в скважинах температурам пластов строят карты изотерм и геотермические разрезы, которые являются основными документами для последующего контроля за изменением температуры продуктивных горизонтов.

Измерения температуры в добывающих и нагнетательных скважинах в процессе их эксплуатации производятся в условиях нарушенного разработкой естественного состояния теплового поля.

В эксплуатационных скважинах на фоне геотермы в интервале поступления в ствол скважины жидкости или газа возникают аномалии температур. Они обусловлены гидродинамическими

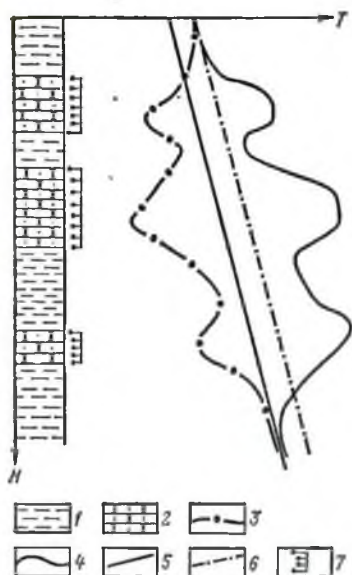


Рис. 6. Схематические кривые термометрии при поступлении в ствол скважины жидкости и газа.

1 — неколлектор; 2 — коллектор; 3 — термограмма при поступлении в скважину газа; 4 — термограмма при поступлении в скважину жидкости; 5 и 6 — термоградиенты; 7 — интервалы притока газа и жидкости в ствол скважины

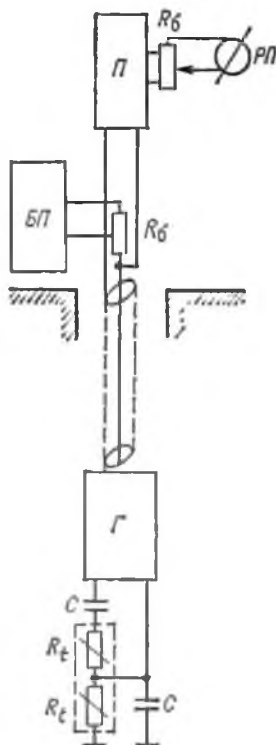


Рис. 7. Схема измерения температуры в скважине

процессами, связанными с перепадами давления и, так называемым, эффектом Джоуля — Томпсона:

$$\Delta T = \epsilon_T (p_c - p_n),$$

где ΔT — разность температуры между геотермой и термограммой; p_c и p_n — давление в скважине и в пласте соответственно; ϵ_T — коэффициент Джоуля — Томпсона, числовое значение которого зависит от состава газа и жидкости, поступающих в скважину, и их температуры. Для газов коэффициенты Джоуля — Томпсона имеют отрицательный знак, а для жидкостей — положительный знак.

Поскольку $p_c \leq p_n$, при поступлении газа в скважину образуются аномалии отрицательного знака, а при поступлении жидкости — аномалии положительного знака (рис. 6).

В нагнетательных скважинах из-за поступления в пласт воды с температурой, значительно меньшей температуры пласта, в

Технические характеристики термометров сопротивления

Параметр	ТЭГ-36	СТЛ-28
Диапазон измерения, °C	0—150	0—120
Чувствительность, °C	0,1	0,015
Инерционность, с	2	1,5
Погрешность измерения, %	1	0,5
Максимальное давление рабочей среды, МПа	30	40
Габариты, мм:		
диаметр	36	28
длина	2010	800
Масса, кг	8	2,3

интервале поглощения возникают обычно аномалии теплового поля отрицательного знака.

Измерения температуры в скважине осуществляют с помощью термометра сопротивления (табл. 2), в котором датчиком, реагирующим на изменение температурного поля, являются терморезисторы. Наиболее распространена схема измерения температуры, в которой изменение сопротивления терморезистора преобразуется в изменение периода или частоты генератора (рис. 7). В скважинном приборе, питаемом от блока питания БП, помещается электронный RC -генератор G , период колебания которого пропорционален сопротивлению R , чувствительного элемента-терморезистора. Поскольку это сопротивление линейно изменяется с температурой, период колебаний генератора также связан линейной зависимостью с измеряемой температурой. Переменный ток с выхода генератора по кабелю передается на вход наземного прибора, в котором посредством специальной схемы — периодомера P преобразуется в напряжение, пропорциональное температуре. Это напряжение регистрируется с помощью прибора РП (подключенного через балластное сопротивление R_0) в виде кривой температуры по стволу скважины.

РАСХОДОМЕТРИЯ

Расходометрические измерения в эксплуатационных и нагнетательных скважинах проводятся с целью определения охвата продуктивного коллектора процессом разработки. Основные задачи измерений — уточнение положения, толщины и неоднородности коллекторов, эффективности вскрытия пластов, установление коэффициентов продуктивности отдельных прослоев. Для решения этих задач в разрезе эксплуатационной скважины необходимо выделить интервалы, из которых происходит приток жидкости в ствол скважины, и оценить его объем (дебит) для каждого пласта. В нагнетательных скважинах следует выделить

интервалы, поглощающие жидкость, и определить объем жидкости, поглощаемой каждым пластом.

В итоге расходометрических исследований получают график изменения притока или поглощения жидкости с глубиной, который называют профилем притока или поглощения.

Результаты расходометрических измерений представляют в виде интегрального и дифференциального профилей. Интегральный профиль — это график изменения суммарного (для всех пластов, залегающих ниже заданной глубины) расхода (притока, поглощения) жидкости:

$$Q = \sum_{h_n}^{h_k} q_{h_i},$$

где Q — суммарный расход; q_{h_i} — расход на глубине h_i ; h_k — глубина залегания кровли интервала; h_n — глубина залегания подошвы интервала.

Дифференциальный профиль представляет собой график поинтервального (на единицу толщины пласта) расхода жидкости по глубине скважины

$$q_i = \Delta Q / \Delta h,$$

где ΔQ — приращение притока на участке изменения глубины Δh ; q_i — поинтервальный расход жидкости, м³/сут.

Особенностью движения жидкости в зонах ее истечения, которая учитывается при построении измерительных приборов, является вихреобразное, нестационарное по направлению перемещение потока. Траектория движения жидкости в этих зонах формируется под действием двух составляющих — тангенциальной (перпендикулярной к оси скважины) и вертикальной (параллельной оси скважины). По мере удаления от зоны истечения вихревое движение постепенно переходит в стационарный, плавный поток жидкости.

Для построения профилей расхода жидкости используют результаты исследования скважин расходомерами, измеряющими скорость потока жидкости по стволу скважины. Зная диаметр колонны и скорость потока, рассчитывают величины притока или поглощения жидкости в скважине.

Имеются два типа расходомеров и индикаторов расхода — механические и термокондуктивные.

В механическом расходомере в качестве чувствительного элемента используется крыльчатка с лопастями (турбинка), расположенная так, что через нее проходит весь или часть потока. Жидкость, перемещаясь по стволу скважины, заставляет вращаться турбинку. Частота вращения ее пропорциональна скорости движения жидкости. В термокондуктивном индикаторе расхода чувствительным элементом служит резистор, нагреваемый электрическим током, степень охлаждения которого движущимся потоком зависит от скорости движения жидкости. В механическом расходомере на турбинку действует преимущественно

но вертикальная составляющая потока жидкости, а в термокондуктивном индикаторе — вертикальная и тангенциальная составляющие потока.

Механические расходомеры бывают беспакерными и пакерными. Движущийся поток жидкости (в данном случае падающий) в беспакерном расходомере (рис. 8) проходит через измерительный канал, в котором помещена четырехлопастная турбинка. Вращение турбинки передается оси, на конце которой укреплен постоянный магнит. Под действием магнитного поля прерывается электрическая цепь магнитоуправляемого контакта с частотой, пропорциональной частоте вращения турбинки. Положение измерительного окна строго по оси скважины обеспечивается центрирующим фонарем.

В пакерном механическом расходомере (рис. 9) весь поток жидкости через центрирующий фонарь направляется в подпакерное пространство. Пакер представляет собой пружины, на которые надет матерчатый чехол. Раскрытие и закрытие пакера осуществляется вращением электромотора через редуктор.

Попадающий под пакер поток жидкости направляется либо полностью через входные окна в измерительный канал, либо частично, если в пакере имеются парциальные отверстия. Вращающаяся под действием потока турбинка с помощью укрепленного на ее оси магнита прерывает электрическую цепь магнитоуправляемого контакта с частотой, пропорциональной частоте вращения турбинки.

Схематические кривые профилей притока при исследовании скважин механическими расходомерами и термокондуктивными индикаторами приведены на рис 10.

Механическим расходомером расход измеряется путем установления прибора на заданной глубине и перекрытия сечения колонны пакером. По результатам дискретных отсчетов при последовательном перемещении прибора с точки на точку строится интегральный профиль притока. Интервалы притока характеризуются на профиле резкими изменениями показаний расходомера.

Для построения дифференциального профиля расхода из основной диаграммы находят

$$q_i = (Q_{i\max} - Q_{i\min})/\Delta h,$$

где q_i — удельный расход, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{м})$; $Q_{i\max}$, $Q_{i\min}$ — соответственно расход в верхней и нижней точках выбранного интервала глубин, $\text{м}^3/\text{сут}$; $\Delta h = h_n - h_v$ — величина выбранного интервала, м; h_n и h_v — глубина нижней и верхней границы интервала соответственно.

Дифференциальный профиль позволяет определить приток жидкости из отдельных интервалов продуктивного разреза. Расход жидкости по диаграмме, зарегистрированной термокондуктивным индикатором, фиксируют по разнице ΔT между показаниями ниже и выше интервала.

Рис. 8. Беспакерный расходомер.

1 — головка прибора; 2 — магнит; 3 — магнитоуправляемый контакт; 4 — струенаправляющий фонарь; 5 — турбинка; 6 — подпятник турбинки; 7 — пружина; 8 — толкатель; 9 — рычаг центрирующего фонаря

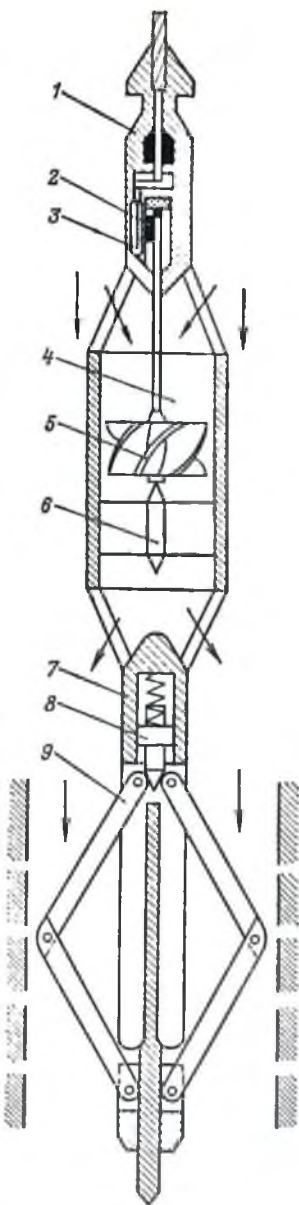
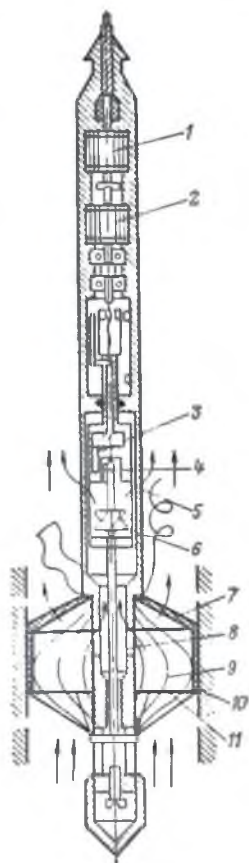


Рис. 9. Пакерный расходомер.

1 — электромотор; 2 — редуктор; 3 — магнитоуправляемый контакт; 4 — магнит; 5 — выходное окно; 6 — турбинка; 7 — частичное отверстие в пакере; 8 — входное окно; 9 — пружина пакера; 10 — чехол пакера; 11 — центрирующий фонарь



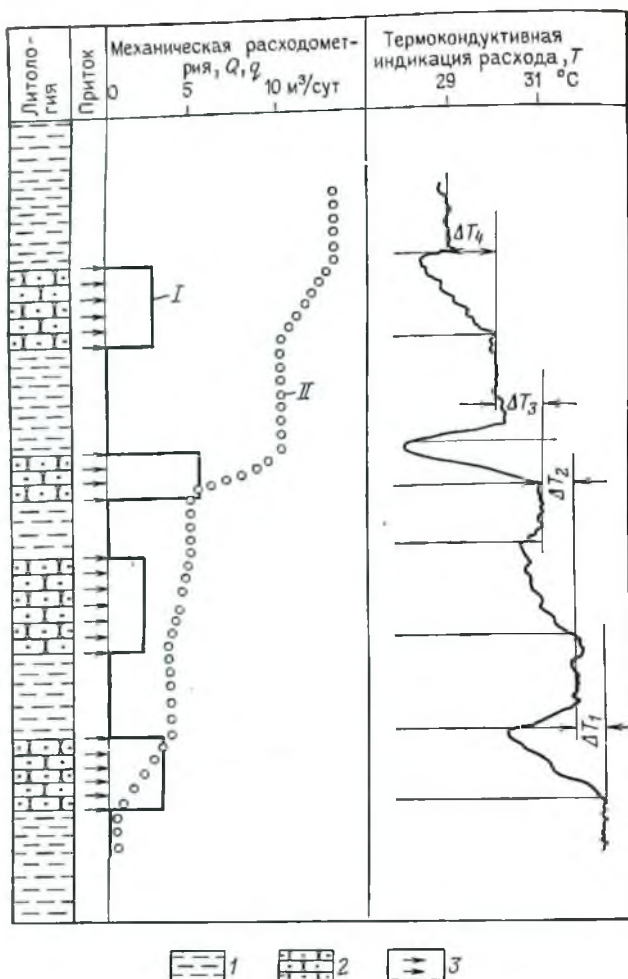


Рис. 10. Профили притока при механической и термокундуктивной расходомерии.

1 — неколлектор; 2 — коллектор; 3 — интервал притока. Профили: I — дифференциальный, II — интегральный

Показания как механических расходомеров, так и термокундуктивных индикаторов чувствительны не только к изменению скорости потока, но и к свойствам и составу жидкости в стволе скважины. Наиболее чувствительны к изменению состава потока (присутствию в потоке, помимо нефти, воды или газа) термокундуктивные индикаторы расхода. В меньшей степени подвержены искажениям из-за неоднородности состава потока показания механических, особенно пакерных, расходомеров. Однако они м

Таблица 3

Технические характеристики механических расходомеров
и термокондуктивных индикаторов

Параметр	Расходомеры				Индикаторы расхода	
	РГД-4	„Кобра“ 36*	РГТ-1М	РН-26	СТН-4	Т-4
Диапазон измерения расхода, м ³ /ч	6—100	0,2—33	0,4—12,5	4,8—48	0,04—12,5	—
Диапазон измерения температуры, °С	—	—	—	—	—	0—150
Погрешность измерения, %	5	4	6	4	—	1
Максимальная рабочая температура, °С	120	80	100	120	80	150
Максимальное давление рабочей среды, МПа	60	30	35	30	30	100
Габариты, мм:						
диаметр	42	36	42	28	25	36
длина	900	1400	1700	1800	1865	1770
Масса, кг	4,5	8,0	12,5	5,0	2,5	4,0

нее чувствительны к малым скоростям жидкости, чем термокондуктивные индикаторы. Поэтому обычно механические и термокондуктивные расходомеры (табл. 3) применяются совместно.

Приведенные погрешности измерения расхода справедливы для однофазных потоков жидкости. В случае двухфазного потока из-за разности плотности нефти и воды отдельные фазы жидкости будут двигаться с разной скоростью, т. е. в потоке будет иметь место проскальзывание одного компонента относительно другого. Это приводит к тому, что объемная концентрация каждого компонента потока в стволе скважины не соответствует соотношению компонентов в притекающей к стволу скважины жидкости. Простейшим примером такого несоответствия может быть наличие в призабойной зоне скважины столба застойной воды, через которую в силу меньшей плотности барботирует (всплывает) нефть. Количество воды в стволе скважины в этом случае больше, чем притекает в скважину. Это несоответствие выражается через так называемую постоянную составляющую потока.

Уменьшить разность скоростей компонентов потока и повысить точность измерений расхода позволяет применение струенаправляющих, или пакерующих, устройств. Поэтому при измерении расхода двухфазных жидкостей необходимо применять пакерные расходомеры.

На показания механических расходомеров значительно влияние оказывает также изменение вязкости нефти. Для учета характеристик потока, искажающих показания расходомеров исследование скважины ими обычно производят в комплексе с измерениями приборами, фиксирующим состав и структуру жидкости в стволе скважины.

ИЗУЧЕНИЕ СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ЖИДКОСТИ В СТОЛЕ СКВАЖИНЫ

При разработке залежей нефти с применением законтурного заводнения часто происходят прорывы пресной воды по наиболее проницаемым прослоям в стволы эксплуатационных скважин. Помимо этого по мере уменьшения нефтенасыщенности пластов или подъема водонефтяного контакта в ствол скважины может поступать минерализованная пластовая вода. Таким образом, в стволе скважины могут одновременно находиться нефть, пластовая и закачиваемая вода. При наличии газовой шапки или снижении давления в пласте до значений, меньших давления насыщения, в поток жидкости может поступать также свободный газ.

Для изучения состава и структуры потока жидкости в стволе скважины применяют методы плотнометрии, влагометрии и рефрактометрии.

Измерение плотности жидкости. Измерение плотности жидкости в колонне основано на оценке поглощения в жидкости направленного на приемник излучения потока гамма-лучей. Для измерений применяют прибор, называемый гамма-плотномером (табл. 4), содержащий детектор и источник мягкого гамма-излучения. Обычно в качестве источника используют препарат изотопа тулия-170, в спектре гамма-излучения которого около 90 % гамма-квантов имеют низкую энергию ($E_{\gamma} \leq 200$ кэВ).

Пространство между источником и детектором свободно промывается жидкостью. Расстояние между источником и детектором (зонд) обычно не превышает 30—50 см. Поток гамма-кван-

Технические характеристики гамма-плотномеров

Таблица 4

Параметр	ГГП-1М	ГГП-П (пакерный)
Диапазон измеряемой плотности, г/см ³	0,7—1,2	0,7—1,2
Погрешность измерения плотности, %	2	1
Максимальная температура рабочей среды, °С	100	50
Габариты, мм:		
диаметр	42	32
длина	1880	2470
Масса, кг	8	6,5

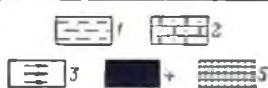
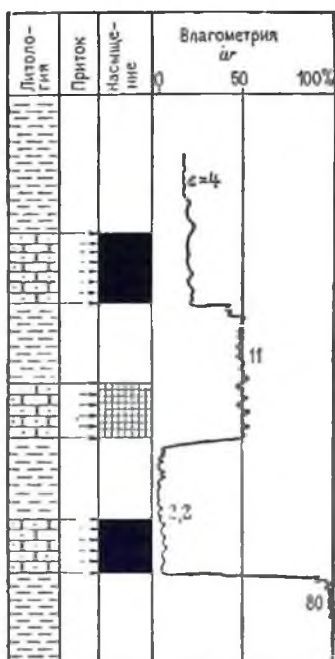
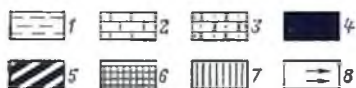
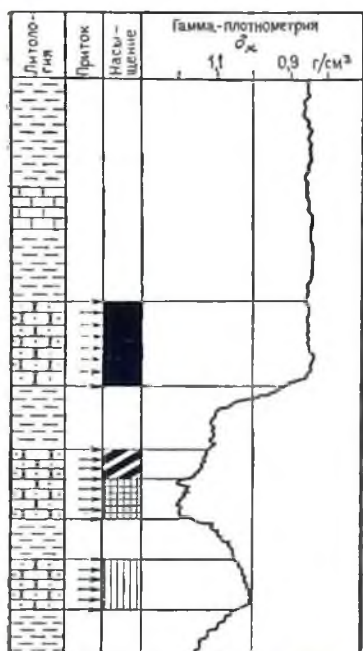


Рис. 11. Кривая гамма-плотнометрии.
1 и 2 — неколлектор (глина, известняк);
3 — коллектор; 4 — нефть; 5 — нефть с водо-
м; 6 — пластовая вода; 7 — пресная вода;
8 — интервал притока

Рис. 12. Кривая влагометрии.
1 — неколлектор; 2 — коллектор; 3 — интер-
вал притока; 4 — нефть; 5 — вода

тов в этом пространстве коллимуется (направляется строго на детектор) свинцовым экраном с отверстием.

Если необходимо определить плотность жидкости не в колонне, а за нею (например, при измерениях в насосно-компрессорных трубах), применяют гамма-плотномер, фиксирующий не прямое, а рассеянное излучение. В таком плотномере излучение от источника не коллимуруется, а расстояние между источником и детектором заполнено свинцовым экраном. В качестве источника гамма-излучения применяют изотоп цезия-137, имеющий в спектре лучи с высокой энергией гамма-квантов. Схематическая кривая гамма-плотнометрии при изменении состава потока жидкости в скважине приведена на рис. 11. Из нижнего пласта поступает пресная вода, плотность которой около 1 г/см³. Против среднего пласта плотность потока изменяется от 1,2 в подошве

Технические характеристики влагомеров

Параметр	ВГД-2М пакерный	„Кобра-36РВ“ пакерный	ВБСТ-1 беспакерный
Пределы измерения содержания воды, %	0—60	0—60	0—80
Погрешность измерения (при равномерно размешанной смеси), %	6	4	10
Максимальная температура рабочей среды, °С	80	80	150
Максимальное давление рабочей среды, МПа	35	35	30
Габариты, мм:			
диаметр	42	36	30
длина	1750	1950	1332
Масса, кг	13	9	8

до 1,1 г/см³ в кровле, что свидетельствует о поступлении в ствол минерализованной воды и смеси минерализованной воды с нефтью. Отмечается приток нефти из верхнего пласта в ствол скважины, о чем свидетельствует плотность потока около 0,85—0,87 г/см³.

Влагометрия. Этот метод основан на измерении диэлектрической постоянной жидкости, заполняющей ствол скважины. Диэлектрические постоянные (безразмерные) нефти и воды сильно отличаются друг от друга. Для воды эта постоянная равна 80, а для нефти — 2, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси.

При измерении диэлектрической проницаемости в качестве чувствительного элемента используются конденсаторы, зазор между обкладками которых заполняется исследуемой жидкостью. Один из электродов такого цилиндрического конденсатора покрывают изолирующим материалом.

Емкость любого конденсатора определяется его геометрическими размерами и диэлектриком, находящимся между электродами-обкладками: $C = C_0 \epsilon$, где C_0 — емкость конденсатора в вакууме; ϵ — диэлектрическая проницаемость диэлектрика, заполняющего конденсатор.

В качестве первичного преобразователя в скважинных влагомерах (табл. 5) обычно используются высокочастотные генераторы синусоидальных колебаний. Измерительный конденсатор-датчик включают в колебательный контур автогенератора совместно с катушкой индуктивности. Частота генератора

$$f = 1 / (2\pi \sqrt{LC})$$

изменяется с изменением диэлектрической постоянной конденсатора.

На показания влагомеров большое влияние оказывают состав и свойства нефти, содержание солей в воде, структура водонефтяной смеси.

Из кривой влагометрии (рис. 12) в добывающей скважине видно, что в нижнем пласте величина ϵ около 2, что соответствует значению параметра для нефти. Следовательно, ствол скважины до подошвы среднего пласта заполнен нефтью. Против среднего пласта значение ϵ резко увеличилось до 11, что характерно для водонефтяной смеси с содержанием воды приблизительно 50 %. Поскольку нижний пласт работает чистой нефтью, из среднего пласта поступает преимущественно вода. Против верхнего пласта ϵ снова уменьшается и составляет около 4, что соответствует содержанию воды в потоке приблизительно 25 %. Следовательно, верхний пласт работает чистой нефтью. В зумпфе скважины $\epsilon = 80$, т. е. ниже подошвы нижнего пласта ствол скважины заполнен водой.

Резистивиметрия. При исследовании потоков жидкости в эксплуатационных скважинах применяют бесконтактный способ измерения электрического сопротивления или проводимости. В основу такого способа положен индуктивный трансформаторный метод вихревых токов. Если в проводящую электрический ток среду поместить тороидальную катушку, через которую пропустить переменный ток, в окружающем пространстве возникнут вихревые токи. Жидкость, обтекающая тороид со всех сторон, представляет собой как бы распределенную в пространстве обмотку, состоящую из одного объемного витка. Величина токов проводимости в этом витке жидкости зависит от электродвижущей силы, подаваемой на катушку, геометрических размеров катушки и удельной проводимости среды.

Если рядом с тороидальной катушкой соосно поместить вторую катушку, магнитопровод которой будет охватываться токами, индуцированными в исследуемой среде, по наведенной в

Таблица 6

Технические характеристики индукционных резистивиметров

Параметр	РИС-36	РИС-42	РИСТ-42
Диапазон измерений электрической проводимости, См/м	0,1—30	0,1—30	0,1—30
Погрешность измерений, %	0,5	0,5	0,5
Максимальная температура рабочей среды, °С	100	100	150
Максимальное давление рабочей среды, МПа	30	30	40
Габариты, мм:			
диаметр	36	42	42
длина	900	980	1270
Масса, кг	5	7	7

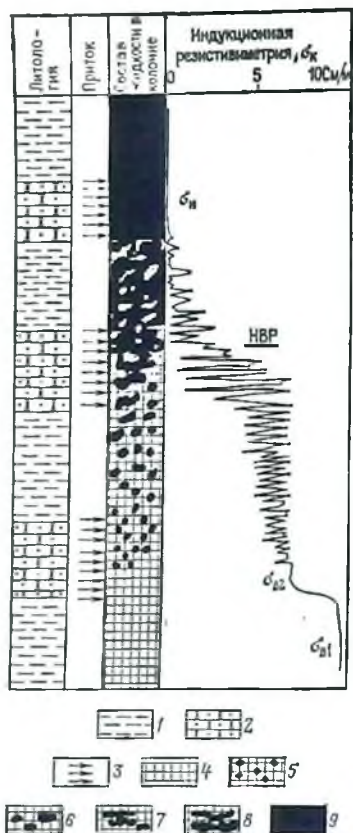


Рис. 13. Кривая индукционной резистивиметрии.

1 — неколлектор; 2 — коллектор; 3 — интервал притока; 4 — минерализованная вода; 5 — структура водонефтяной смеси; 6 — капельная; 7 — поршневая; 8 — нефтесодержащая смесь; 9 — нефть; НВР — нефтесодержащий раздел (граница между гидрофильной и гидрофобной структурами жидкости в стволе скважины)

нефти. Капельно-поршневая форма — это гидрофильная среда, в которой наряду с всплывающими одиночными каплями появляются крупные включения нефти в виде отдельных сгустков. Поршневая (четочная) форма представляет собой последовательное чередование пробок нефти и воды, полностью перекрывающих сечение колонны.

На границе перехода гидрофильной среды в гидрофобную (вода в нефти) в водонефтяной смеси появляется небольшой ин-

ней электродвижущей силой можно будет определить электропроводность среды.

Конструктивно индукционный резистивиметр выполнен в виде датчика проточнопогружного типа, содержащего две тороидальные катушки, одна из которых с помощью генератора возбуждает в исследуемой среде токи высокой частоты (100 кГц), а вторая — принимает сигналы, пропорциональные удельной проводимости среды.

Исследования индукционным резистивиметром (табл. 6) проводят с целью изучения структуры жидкостного потока.

При равномерном (с постоянным удельным дебитом) поступлении нефти из пласта через интервал перфорации в эксплуатационную колонну, заполненную водой, в колонне происходит последовательная смена форм и структуры смеси нефти и воды в восходящем осевом потоке. Основные из этих смесей: капельная, капельно-поршневая, поршневая (четочная), пенная (водоэмульсионная), нефтесодержащая с различной степенью дисперсности водяных включений.

Капельная форма представляет собой гидрофильную среду (нефть в воде) с всплывающими одиночными каплями

к тервал пенного течения, называемый условно водоэмульсионной структурой. За точкой обращения фаз происходит переход водоэмульсионной структуры в нефтеэмульсионную структуру, в которой вода находится в виде отдельных включений различной величины.

Границу обращения фаз водонефтяной смеси при переходе от гидрофильной среды к гидрофобной в стволе скважины принято называть нефтеводоразделом. Переход от гидрофильной смеси к гидрофобной происходит, как установлено практикой, при скоростях движения нефти 0,06—0,12 м/с.

Индукционная резистивиметрия в эксплуатационных скважинах позволяет определять местоположение водонефтяного раздела в стволе, устанавливать структуру потока гидрофильной смеси с различным содержанием нефти, выделять в гидрофильной среде места поступления в колонну воды с различной степенью минерализации.

Достоинство индукционной резистивиметрии — возможность индикации слабых притоков нефти при большом содержании воды в колонне и высокая чувствительность к изменению минерализации воды. Особенно эффективно применение ее при исследованиях низкодебитных скважин, в которых обычно против перфорированных пластов находится столб застойной воды и нефть барботирует через него.

Схематические кривые резистивиметрии при изменении состава и структуры жидкостного потока в колонне приведены на рис. 13. В зумпфе скважины (в интервале, расположенном ниже подошвы нижнего продуктивного пласта) находится столб минерализованной воды с $\sigma_{в1} \approx 10$ См/м. Из подошвенной части нижнего пласта поступает опресненная вода с $\sigma_{в2} \approx 7$ См/м, что обусловлено подходом фронта нагнетания. Граница раздела нефть — вода находится против верхней части среднего пласта. Через столб воды из нижнего пласта барботирует нефть сначала в виде капель, затем четок, далее поршней. Эти гидрофильные структуры потока отмечаются своеобразными отклонениями на кривой проводимости резистивиметра. Выше нефтеводяного раздела в колонне находится нефтеводяная гидрофобная структура потока, образование которой обусловлено притоком безводной нефти из среднего пласта. Присутствие капель воды в нефти характеризуется более низкими флуктуациями на кривой проводимости, чем в случае присутствия капель нефти в воде. Против верхнего пласта в связи с увеличением притока безводной нефти в стволе скважины появляется приток нефти с $\sigma_n \approx 0$.

Глава 3

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПЛАСТЕ ВОДОЙ И ГАЗОМ

Для изучения процесса вытеснения нефти в пласте водой и газом в отечественной практике наиболее широко применяются исследования разрезов скважины методами электрического электромагнитного, радиоактивного и акустического каротажа. Для определения направления и скорости движения жидкости в межскважинном пространстве применяется также закачка в нагнетательные скважины меченых различными индикаторами растворов и поиск их в пробах жидкости, отобранных из добывающих скважин.

Исследования скважин геофизическими методами часто комбинируются с прямыми методами поинтервального определения характера насыщения пластов с применением кабельных опробователей и трубных испытателей пластов.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Расчленение нефтеносных и водоносных пластов по данным электрокаротажа основано на различии их электрических сопротивлений. Скелет горной породы и нефть имеют очень высокие сопротивления. Однако реальные нефтенасыщенные породы обычно обладают невысокими сопротивлениями. Это обусловлено наличием в поровом пространстве породы помимо нефти некоторого количества минерализованной воды. Удельное сопротивление нефтенасыщенной породы изменяется от единиц до тысячи ом-метров и более.

Удельное сопротивление водонасыщенных коллекторов находится в прямой зависимости от количества пластовой воды, заполняющей поровое пространство, и степени ее минерализации. Количество воды, содержащейся в породе, зависит от объема порового пространства (коэффициента пористости), а степень минерализации — от количества солей, находящихся в растворенном состоянии. В водах нефтяных и газовых месторождений 70—95 % общего количества солей составляет хлористый натрий. Поэтому удельное сопротивление пластовой воды определяется в основном количеством растворенного в ней хлористого натрия.

В пределах одного и того же нефтяного месторождения пластовая вода имеет относительно постоянный химический состав и удельное сопротивление ее изменяется незначительно. Удельное сопротивление водонасыщенного пласта составляет доли и единицы ом-метра.

В пределах одного месторождения с однотипными коллекторами удельное сопротивление водонасыщенной горной породы зависит главным образом от коэффициента пористости.

Существенное различие удельных сопротивлений водоносных и нефтеносных пород в благоприятных условиях позволяет уверенно определять положение водонефтяного контакта и оценивать степень нефтеводонасыщения коллекторов по данным электрического каротажа.

Удельное сопротивление нефтеносной части пласта обычно значительно превышает удельное сопротивление его водоносной части. Поэтому на диаграммах электрического сопротивления, зарегистрированных зондами с большим радиусом исследования, водонефтяной контакт выделяется резким снижением сопротивления против водоносной части пласта. Существует два направления использования метода электрического сопротивления для контроля заводнения пластов. Наиболее распространены измерения в бурящихся оценочных скважинах. Недостаток этого направления — однократность измерений, поскольку их невозможно повторить после крепления ствола скважины колонной металлических труб. Другое направление основано на строительстве контрольных скважин с открытым забоем или с креплением забоя неметаллическими трубами. В этих скважинах электрический каротаж может проводиться периодически, что позволяет контролировать динамику заводнения и оценивать выработку нефтеносного пласта.

Недостаток контрольной скважины с открытым забоем — при наличии перепада давления между водоносной и нефтеносной частями может произойти оттеснение нефти от стенок скважины в глубь коллектора на расстояние, превышающее радиус исследования зондовой установки электрического каротажа.

В последние годы для наблюдения за выработкой нефтеносных пластов методами электрокаротажа стали строить контрольные скважины, в которых для изоляции пластов используется крепление ствола стеклопластиковыми трубами. Помимо удельного электрического сопротивления, которое измеряют бесконтактными установками индукционного каротажа (табл. 7), для контроля заводнения используют диэлектрическую постоянную, являющуюся параметром, практически не зависящим от минерализации нагнетаемой воды. Диэлектрическую постоянную измеряют с помощью аппаратуры волнового диэлектрического каротажа.

Индукционный каротаж основан на измерении напряженности переменного магнитного поля вихревых токов, возбужденных в породе полем опущенного в скважину источника. Для возбуждения и измерения переменного магнитного поля в скважине используют специальный индукционный каротажный зонд. Наиболее простой зонд ПК состоит из двух катушек — генераторной и измерительной, расположенных соосно на некотором расстоянии L , называемом длиной зонда. Через генераторную катушку пропускают переменный электрический ток с частотой несколько десятков килогерц. Создаваемое этим током первичное магнитное поле возбуждает в окружающей среде вихревые

Технические характеристики аппаратуры индукционного каротажа

Параметр	ЛИК-М	ПИК-1М	ИК-36
Зонд	6Ф1,0	4И1,0	4И0,5
Рабочая частота тока, кГц	50	20	20
Пределы измерения проводимости, мСм/м	10—1500	10—2500	10—2500
Основная относительная погрешность, %	5	5	5
Наименьшее допустимое удельное сопротивление жидкости в стволе скважины, Ом·м	0,2	0,2	0,2
Допустимая температура окружающей среды, °С	150	120	100
Наибольшее допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	100	60	30
Габариты скважинного прибора, мм:			
диаметр	73	70	36
длина	5300	3120	2100
Масса, кг	72	43	7

токи с силовыми линиями в виде коаксиальных окружностей. Эти токи создают в горных породах вторичное переменное магнитное поле.

Вторичное и первичное переменные магнитные поля индуцируют в измерительной катушке электродвижущую силу, при этом доля ЭДС, обусловленная первичным полем, компенсируется; ЭДС, созданная вторичным магнитным полем, после усиления и выпрямления передается в наземную аппаратуру, где регистрируется.

Так как ток в генераторной катушке постоянный, амплитуда вихревых токов в окружающих породах пропорциональна электропроводности. Поэтому создаваемое этими токами вторичное магнитное поле и наведенная им в приемной катушке ЭДС также будут изменяться пропорционально удельной электропроводности среды, окружающей зонд:

$$\varphi_n = 1 \rho_n = E_n K_n,$$

где ρ_n — удельное электрическое сопротивление пласта; E_n — электродвижущая сила, создаваемая токами вторичного магнитного поля; K_n — коэффициент индукционного каротажного зонда, зависящий лишь от его параметров.

Как и в обычном электрическом каротаже величину σ_k называют кажущейся удельной электропроводностью и измеряют в сименсах на метр (См/м). На диаграмме ИК регистрируется кривая кажущейся электропроводности σ_k по скважине в линейном масштабе, которая соответствует кривой сопротивления в

гиперболическом масштабе. Она отличается от кривой сопротивления в обычном масштабе тем, что часть ее, соответствующая высокому сопротивлению, сильно сжата. Начало шкалы σ_k (нуль кажущейся электропроводности) соответствует $\rho_k \rightarrow \infty$. Таким образом, различие в показаниях против пластов невысокого сопротивления дифференцировано, а против пород высокого сопротивления сглажено.

На практике среда, окружающая зонд ИК, неоднородна. Из-за влияния вмещающих пород, соседних пластов, скважины, зоны проникновения и т. д. величины σ_k и σ_n различаются. Чем больше неоднородность среды, тем больше величина σ_k отличается от σ_n .

Чтобы получить более точные данные о σ_n , в индукционный зонд дополнительно к главным катушкам вводят генераторные и измерительные катушки, называемые фокусирующими. Число фокусирующих катушек, их расположение относительно главных катушек и число витков выбирают таким образом, чтобы влияние скважины и вмещающих пород свести к минимуму, а влияние зоны проникновения регулировать в соответствии с назначением зонда ИК. Зонд ИК обозначают шифром, первая цифра которого соответствует числу катушек, а вторая — длине зонда.

Диэлектрический каротаж ДК основан на измерении характеристик высокочастотного возбуждаемого зондовой установкой магнитного поля, из которых основной является диэлектрическая проницаемость горных пород. Горные породы относятся к диэлектрикам, т. е. к веществам, которые способны поляризоваться под действием электрического поля. Поляризация, заключающаяся в ориентации дипольных молекул вещества или в образовании новых диполей путем смещения электронов, ионов и атомов, является причиной возникновения дополнительного электрического поля, которое складывается с первичным полем E_0 . Напряженность поля E в веществе при наличии поляризации отличается от напряженности E_0 первичного поля:

$$E = E_0(1 + 4\pi\chi),$$

где χ — безразмерный параметр, определяющий электрическую поляризуемость, называемый диэлектрической восприимчивостью.

Диэлектрические свойства вещества характеризуются обычно абсолютной диэлектрической проницаемостью ϵ_a , которая связана с диэлектрической восприимчивостью соотношением

$$\epsilon_a = \epsilon_0(1 + 4\pi\chi),$$

где ϵ_0 — диэлектрическая проницаемость вакуума.

На практике пользуются безразмерной относительной диэлектрической проницаемостью ϵ , показывающей, во сколько раз

абсолютная диэлектрическая проницаемость вещества превышает диэлектрическую проницаемость вакуума:

$$\epsilon = \epsilon_a \epsilon_{11}.$$

Относительная диэлектрическая проницаемость скелета горной породы невысокая, колеблется в пределах 4—7. Еще меньшие величины ϵ характерны для нефти (2—3) и газа (около 1).

Высокая относительная диэлектрическая проницаемость — у воды. В отличие от удельного электрического сопротивления она слабо зависит от минерализации, но существенно — от температуры. С увеличением температуры от 0 до 100 °C ϵ воды падает почти в 2 раза — с 88 до 55.

Диэлектрическая проницаемость нефтегазонасыщенного пласта определяется значениями этого параметра в минеральном скелете породы, в нефти и остаточной воде. Поскольку ϵ нефти, газа и минерального скелета во много раз меньше ϵ воды, то ϵ чистого (необводненного) нефтегазонасыщенного пласта будет определяться преимущественно количеством содержащейся в пласте остаточной воды. Диэлектрическая проницаемость нефтегазонасыщенного пласта обычно изменяется от 4 до 12.

Диэлектрическая проницаемость водоносных пород колеблется от 10 до 30 и определяется главным образом их пористостью и глинистостью. У глин и аргиллитов, содержащих большое количество связанной и кристаллической воды, ϵ изменяется в пределах 30—60.

Принцип диэлектрического каротажа основан на исследовании высокочастотного электромагнитного поля, возбуждаемого током, который пропускается через генераторную катушку зонда. Распространяясь в горных породах, окружающих скважину, поле, в зависимости от свойств среды, в каждой точке характеризуется фазой φ и амплитудой h . В измерительных катушках зонда, расположенных на некотором расстоянии от генераторной катушки, индуцируется ЭДС, пропорциональная напряженности магнитной составляющей поля H и зависящая от частоты электромагнитного поля, типа и размера зонда, а также от удельного сопротивления ρ_n и диэлектрической проницаемости ϵ окружающей среды.

Аппаратурой диэлектрического каротажа (табл. 8) измеряются разность фаз $\Delta\varphi$ и амплитуда h напряженности электромагнитного поля. Влияние ϵ на h возрастает с увеличением частоты тока питания генераторной катушки. Оптимальной является частота около 30—60 МГц, при которой влияние удельного сопротивления породы на результаты измерения значительно меньше влияния диэлектрической проницаемости.

В аппаратуре диэлектрического каротажа обычно применяются трехкатушечные зондовые установки. Они состоят из одной генераторной и двух измерительных (или из двух генера-

Таблица 8

Технические характеристики аппаратуры диэлектрического каротажа

Параметр	АДК-1	ВДК-1
Зонд	И0,25И0,75Г	И0,3И0,7Г
Рабочая частота тока, МГц	43	43
Измеряемый параметр	$\cos \Delta\varphi$	$\sin (\Delta\varphi/2)$
Диапазон измерения, градус	0—360	0—180
Погрешность измерения, %	5	3
Максимальная рабочая температура, °С	120	90
Максимальное давление окружающей среды, МПа	40	40
Габариты, мм:		
диаметр	90	90
длина	3980	3980
Масса, кг	90	90

торных и одной измерительной) катушек, магнитные моменты которых направлены вдоль оси скважины. Длинной зонда является расстояние от удаленной катушки до середины между сближенными катушками, считающейся точкой записи. Расстояние между сближенными катушками — база зонда.

На практике применяется аппаратура диэлектрического каротажа, в которой для характеристики изменения диэлектрической проницаемости по разрезу скважины регистрируются кривые разности фаз $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$ в точках расположения измерительных катушек зонда.

Шифр зонда диэлектрического каротажа состоит из букв (И — измеритель, Г — генератор) и цифр, обозначающих расстояние в метрах между измерительными и генераторными катушками. Например, И₂0,25И₁0,75Г.

Разность фаз $\Delta\varphi$, которая в аппаратуре диэлектрического каротажа реализуется в регистрации параметра $\cos\Delta\varphi$ или $\sin(\Delta\varphi/2)$, пропорциональна кажущейся диэлектрической постоянной ϵ . При этом разность фаз зависит практически только от ϵ при электрическом сопротивлении окружающей среды больше 30 Ом·м. При меньшем сопротивлении $\Delta\varphi$ зависит не только от ϵ , но и от сопротивления и тем больше, чем меньше сопротивление окружающей среды. Таким образом, наиболее благоприятны для применения диэлектрического каротажа высокоомные разрезы, т. е. нефтегазоносные разрезы с невысокой минерализацией пластовой воды.

Схематические кривые индукционного и диэлектрического каротажа против пластов разного насыщения в скважине, продуктивный разрез которой обсажен неметаллическими (стеклопластиковыми) трубами, приведены на рис. 14. Из рисунка видно, что в приведенном случае при заводнении пласта прес-

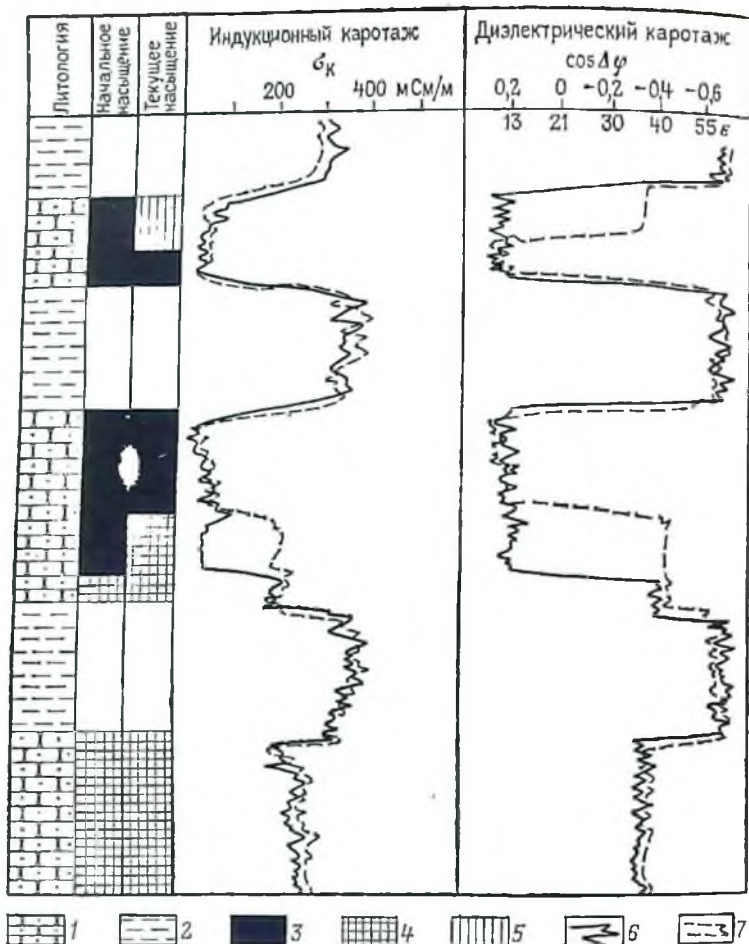


Рис. 14. Кривые высокочастотного электрического каротажа против пластов разного насыщения.

1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — нефть; 4 — пресная вода; 5 — пластовая вода; 6 — замер при начальном насыщении; 7 — замер после заводнения пласта

ной водой по кровле верхнего нефтеносного пласта на кривой индукционного каротажа изменения показаний не отмечается поскольку пласты, насыщенные нефтью и промытые пресной водой, имеют практически одинаковые электрические сопротивления. На кривой диэлектрического каротажа участок пласта, заводненный в результате закачки пресной воды, отмечается увеличением диэлектрической постоянной почти в 3 раза по сравнению с показаниями на кривой при начальном насыщении пласта. В среднем пласте, содержащем в подошве пластовую

воду, подъем водонефтяного контакта отмечается по показаниям как индукционного, так и диэлектрического каротажа. В линзном водоносном пласте, где изменений характера насыщения во времени не произошло, показания обоих высокочастотных электромагнитных методов остаются неизменными.

Учитывая зависимость регистрируемого при диэлектрическом каротаже параметра $\Delta\phi$ от электрического сопротивления окружающей среды, особенно при невысоких (меньших 30 Ом·м) сопротивлениях, этот метод обычно применяют в комплексе с методом индукционного каротажа.

ИМПУЛЬСНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА

Разделение пластов по нефтегазоводонасыщенности методами радиоактивного каротажа основано на различии нейтронных свойств насыщающих их пластовых флюидов. Преимущество методов — возможность наблюдений за изменением характера насыщения пласта независимо от типа обсадной колонны и возможность, в частности, применять их в скважинах, обсаженных металлическими трубами, где методы электрокаротажа неприменимы.

В настоящее время для решения указанных задач применяют в основном методы импульсного нейтронного каротажа.

К импульсным нейтронным методам относятся импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). Они основаны на регистрации интенсивности тепловых нейтронов (ИННК) или гамма-квантов радиационного захвата нейтронов (ИНГК).

Нейтроны, как элементарные частицы, характеризуются энергией E , измеряемой в мегаэлектронвольтах (МэВ) или в электронвольтах (эВ). Энергия пропорциональна скорости нейтрона v . Различают быстрые нейтроны с энергией 1—15 МэВ, промежуточные — от 1 до 10 эВ, надтепловые — от 10 до 0,1 эВ и тепловые нейтроны — 0,025 эВ.

При импульсном нейтронном каротаже горные породы облучаются быстрыми нейтронами с энергией 14 МэВ. Пролетая вблизи ядер атомов, нейтроны взаимодействуют с ними. Основными видами взаимодействия являются упругое рассеяние нейтронов на ядре с потерей части энергии (т. е. замедление нейтронов) и захват (поглощение) нейтронов ядром.

Вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами атомов разных элементов горной породы неодинакова и зависит от эффективного сечения рассеяния или захвата.

При упругом столкновении двух тел передача энергии от одного тела другому тем больше, чем они ближе по массе. К массе нейтрона наиболее близка масса ядра водорода, поэтому водород сильнее других элементов замедляет нейтроны.

При наличии в породах даже небольшого (5—7 %) количества нефти или воды, содержащих сравнительно много водоро-

да (около 10 % по массе), замедление происходит преимущественно на ядрах водорода. Поэтому по замедлению быстрых нейтронов можно выделять пласты, насыщенные нефтью или водой. Однако количество водорода в нефти лишь на 3 % больше, чем в воде, и этого недостаточно для разделения нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов. В газоносных породах проявление водорода аномально по-другому, пласты выделяют-ся как несодержащие водород.

Атомы и молекулы, входящие в состав вещества, находятся в тепловом движении с энергией около 0,1 эВ. Поэтому нейтроны, замедлившись в водородсодержащей среде (нефтяном, водонасыщенном пласте) до таких энергий, участвуют в тепловом движении ядер, т. е. по-прежнему сталкиваются с ними, не теряя и не приобретая энергии. Этот процесс называют диффузией, а нейтроны с такой энергией — тепловыми нейтронами.

В области тепловых энергий становится большой вероятность захвата нейтронов ядрами элементов. В результате захвата теплового нейтрона ядром образуется изотоп исходного элемента с массой атома, увеличенной на единицу.

При захвате нейтрона ядром всегда выделяется энергия (энергия связи нуклона в ядре) обычно в виде одного или нескольких гамма-квантов. Излучающая способность ядер неодинакова. Например, водород Н, захватив нейтрон, превращается в изотоп водорода — дейтерий ^2H с излучением одного гамма-кванта энергии 2,2 МэВ; хлор, содержащийся в солях пластовой воды, ^{35}Cl образует изотоп ^{36}Cl с излучением трех гамма-квантов, имеющих суммарную энергию около 8 МэВ.

Среди элементов горной породы наибольшим сечением захвата тепловых нейтронов обладают водород, натрий, сера и аномально высоким, превосходящим сечение захвата нейтронов в этих элементах в 70—100 раз, — хлор.

В импульсном нейтронном методе для разделения пород по характеру насыщения используется взаимодействие быстрых нейтронов с ядрами водорода и хлора.

Становление нейтронного поля при непрерывном облучении породы быстрыми нейтронами происходит за время, близкое к необходимому для замедления, диффузии и захвата нейтронов. Длительность этих процессов определяется в основном диффузией тепловых нейтронов, обладающих относительно малой скоростью $v = \sqrt{E}$.

Среднее время жизни тепловых нейтронов в породах 0,2—1 мс. Максимальная продолжительность становления нейтронного поля в несколько раз больше этой величины — приблизительно 5 мс. Эта особенность использована в импульсном нейтронном методе: порода облучается быстрыми нейтронами непрерывно, а в короткие промежутки времени, в интервалах между которыми изучается скорость становления поля тепловых нейтронов. Это позволяет определять диффузионные нейтрон-

ные параметры пород — коэффициент диффузии (параметр, зависящий главным образом от содержания в породе водорода) и среднее время жизни нейтронов (параметр, зависящий от содержания в породе хлора).

При проведении импульсного нейтронного каротажа используется зонд, состоящий из источника быстрых нейтронов (управляемая импульсная нейтронная трубка) и расположенных на некотором расстоянии от мишени трубки одной или двух групп индикаторов тепловых нейтронов или гамма-квантов. Обычно расстояние между мишенью нейтронной трубки и ближним индикатором излучения 0,3 м, между трубкой и дальним индикатором — 0,7 м.

В каждой короткой (около 0,2 мс) посылке быстрых нейтронов содержится от 10^5 до 10^6 (в последних конструкциях нейтронных трубок еще больше); частота следования таких посылок от 20 до 200 в 1 с. Таким образом, интервал между посылками быстрых нейтронов соизмерим с продолжительностью становления нейтронного поля или больше него.

Импульсный нейтронный метод основан на регистрации интенсивности тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата через один или несколько промежутков времени t , прошедших после облучения породы коротким импульсным потоком быстрых нейтронов (время задержки).

При достаточно большом времени задержки (более 0,7—1,2 мс) интенсивность регистрируемого излучения ближним и удаленным от детектора индикаторами

$$N = N_0 \exp(-t/\tau_k),$$

где N и N_0 — регистрируемая интенсивность излучения соответственно на времени t и в момент испускания источником соответственно; τ_k — кажущееся среднее время жизни тепловых нейтронов, стремящееся при $t \rightarrow \infty$ к истинному значению этого параметра, t — время задержки.

Распределение плотности тепловых нейтронов на базе зонда при этом может быть описано приближенным эмпирическим уравнением

$$\eta(t) = \frac{z_2^2 - z_1^2}{4 \ln(N_{t,z_1}/N_{t,z_2})},$$

где $\eta(t)$ — параметр, отражающий плотность нейтронов на базе зонда во время t и зависящий преимущественно от коэффициента диффузии D ; z_1 и z_2 — расстояние между источником и детектором, соответственно ближним и удаленным; N_{t,z_1} и N_{t,z_2} — регистрируемая интенсивность излучения при времени t на зонде z_1 и z_2 соответственно.

В аппаратуре импульсного нейтронного метода информация от детектора поступает на наземный анализатор через кабель. Анализатор регистрирует число импульсов от детектора каждого зонда, разделяя их на группы. Каждая группа импульсов,

зарегистрированная в определенный отрезок времени (называемый окном), отличается от остальных промежутком времени между началом посылки нейтронов и началом регистрации нейтрона или гамма-кванта в окне.

Анализируя зависимость числа регистрируемых нейтронов или гамма-квантов от времени задержки на любом из зондов можно определить время жизни тепловых нейтронов τ . При этом, если на графике по одной оси откладывать N в логарифмическом масштабе, а по другой — t в линейном масштабе, по углу наклона прямой, проходящей через точки, соответствующие разным N и t , можно определить τ :

$$\tau = (t_{\min} - t_{\max}) (\ln N_{\min} - \ln N_{\max}).$$

Аналогично, анализируя зависимость рассчитанного параметра $\eta(t)$ при разном времени задержки, можно вычислить параметр D :

$$D = [\eta(t)_{\max} - \eta(t)_{\min}] (t_{\max} - t_{\min}).$$

Насыщенные нефтью или пресной водой породы характеризуются временем жизни нейтронов $\tau = 0,3 \div 0,6$ мс; насыщенные минерализованной водой — $\tau = 0,11 \div 0,33$ мс; насыщенные газом — $\tau = 0,6 \div 0,8$ мс.

Коэффициент диффузии тепловых нейтронов в нефти и воде приблизительно одинаков и практически не зависит от содержания солей. Величина этого параметра в пласте, насыщенном жидкостью, составляет $(6 \div 12) \cdot 10^4$ См²/с; насыщенном газом — $(20 \div 40) \cdot 10^4$ См²/с.

Вид кривых диффузионных нейтронных параметров τ и D в продуктивном разрезе скважины показан на рис. 15. По параметру τ , измеренному в начальный период разработки продуктивного разреза и в более позднее время, отмечается подъем водонефтяного контакта в нижнем пласте и опускание газонефтяного контакта в верхнем пласте. По параметру D отмечается только опускание газонефтяного контакта в верхнем пласте. Этот параметр показывает, что изменение конфигурации кривой τ в нижнем пласте обусловлено изменением характера насыщения, а не связано с вариациями водородосодержания, обусловленными неоднородностью емкостных свойств и литологического состава.

В настоящее время для исследований в скважинах методом импульсного нейтронного каротажа применяется аппаратура ИГН-4 и ИГН-6 (табл. 9).

Расчеты коэффициентов нефте- и газонасыщенности по нейтронным параметрам τ и D производятся по уравнению

$$\tau^{-1} = \sum P_i \tau_i^{-1},$$

где τ_i — среднее время жизни i -составляющей среды; P_i — доля отдельной составляющей среды (например, кварца, воды, нефти, газа и т. д.).

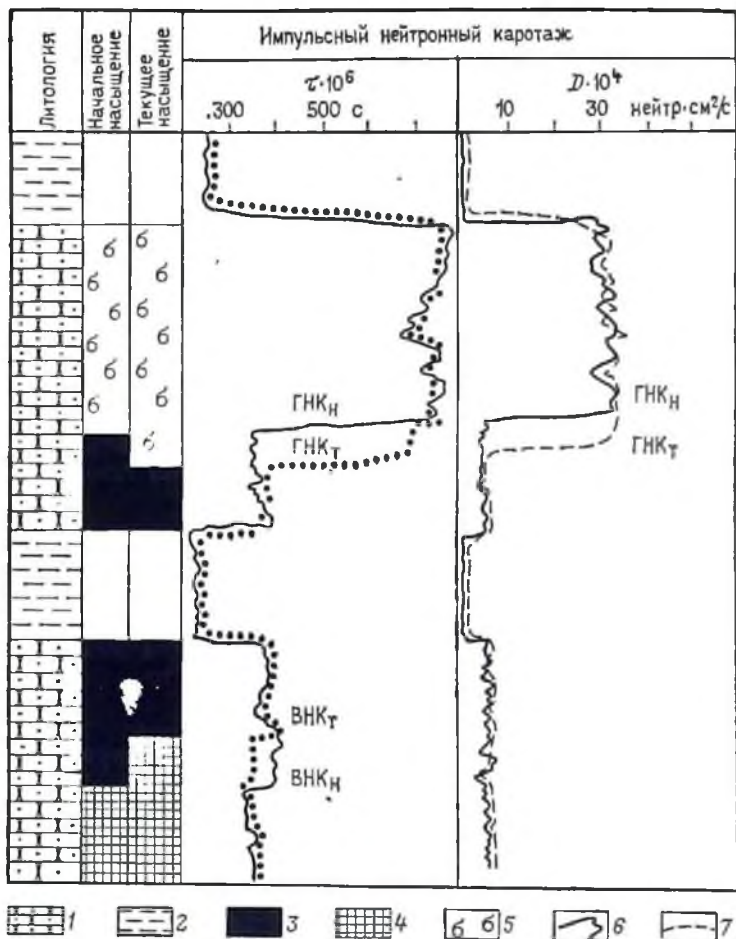


Рис. 15. Кривые тепловых диффузионных нейтронных параметров τ и D против пластов разного насыщения.

1 — коллектор; 2 — нескелет; 3 — нефть; 4 — вода; 5 — газ; 6 — замер при начальном насыщении; 7 — замер после заводнения пласта

Если порода с коэффициентом пористости k_n полностью насыщена водой, это уравнение может быть преобразовано:

$$\tau_{\text{вп}}^{-1} = \tau_{\text{ск}}^{-1} (1 - k_n) + \tau_{\text{в}}^{-1} k_n,$$

где $\tau_{\text{ск}}$ и $\tau_{\text{в}}$ — среднее время жизни нейтронов соответственно в скелете породы и воде.

Технические характеристики скважинных генераторов нейтронов

Параметр	ИГН-4	ИГН-6
Тип нейтронной ускорительной трубки	УГН-1	НТ-16
Частота коммутации трубки, Гц	400	20
Интегральный выход нейтронов, нейтр./с	10^7	10^8
Максимальная рабочая температура, °С	120	120
Максимальное рабочее давление, МПа	60	60
Габариты, мм:		
диаметр прибора	90	42
длина, мм	3100	3400
Масса, кг	70	30

Если помимо воды в порах породы содержится нефть с коэффициентом нефтенасыщения k_n и с коэффициентом газонасыщения k_g , по аналогии можно записать

$$\tau_{\text{ип}}^{-1} = \tau_{\text{ск}}^{-1} (1 - k_n) + \tau_n^{-1} k_n,$$

где τ_n — среднее время в заполнителе пор:

$$\tau_n^{-1} = \tau_v^{-1} k_v + \tau_n^{-1} k_n + \tau_g^{-1} k_g.$$

Если порода состоит не из одного минерала, а из нескольких составляющих, например из кварца и глины, то

$$\tau_{\text{ск}}^{-1} = \tau_{\text{кв}}^{-1} (1 - c_{\text{гл}}) + \tau_{\text{гл}}^{-1} c_{\text{гл}},$$

где $\tau_{\text{кв}}$ и $\tau_{\text{гл}}$ — среднее время жизни нейтронов для кварца и глины; $c_{\text{гл}}$ — доля глины в скелете породы.

Как видно, для расчета коэффициента нефтенасыщения или газонасыщения необходимо иметь данные о большом числе параметров пластов и пластовых флюидов, а также об их нейтронных характеристиках. Поэтому на практике подобными расчетами пользуются в основном при исследовании однородных высокопористых пластов с мономинеральным составом скелета.

В настоящее время изучение процесса вытеснения нефти в пласте по данным импульсного нейтронного каротажа производят путем периодических исследований продуктивного разреза в неперфорированных интервалах контрольных или контрольно-эксплуатационных скважин (скважина, эксплуатирующая другой горизонт).

По наблюдению за изменением среднего времени жизни нейтронов τ пласта представляется возможным не только оценить характер изменения его нефтенасыщенности во времени, но и зафиксировать момент подхода к скважине фронта закачиваемой воды. По типичной кривой изменения показаний ИНК в процессе выработки пласта (рис. 16) видно, что этот процесс сопровождается определенными изменениями хлоросодержания

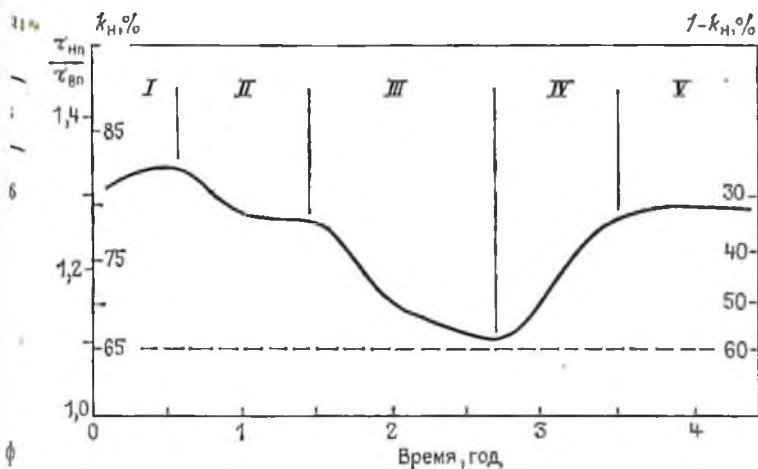


Рис. 16. Изменение показаний импульсного нейтронного каротажа в процессе выработки нефтяного пласта

пласта. В изменениях показаний ИНК (для удобства кривая на рисунке выражена как отношение $\tau_{нп}$ нефтяного пласта к $\tau_{вп}$ водоносного пласта) в процессе выработки нефтяного пласта могут быть выделены отличающиеся друг от друга участки:

участок I, соответствующий тому этапу, когда нефть в пласте еще неподвижна, а изменение хлоросодержания происходит за счет расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (фильтрат оседает в подошве пласта, кажущаяся нефтенасыщенность прискважинной зоны возрастает);

участок II, соответствующий периоду начала однофазного движения нефти в пласте, увеличение содержания хлора в прискважинной части происходит за счет солевого обмена между остаточной водой и водой цементного кольца (кажущаяся нефтенасыщенность снижается);

участок III, соответствующий постепенному уменьшению нефтенасыщенности пласта (с 80 до 60 %) за счет опережающей капиллярной пропитки пласта при подходе к нему оторочки пластовой воды (хлоросодержание пласта возрастает до максимума);

участок IV, соответствующий подходу фронта закачиваемой воды и дальнейшему вытеснению нефти (уменьшение нефтенасыщенности с 60 до 30 %). Хлоросодержание пласта постепенно уменьшается, но поскольку среднее время жизни нейтронов в пресной воде близко к времени жизни нейтронов в нефти, снижение хлоросодержания пропорционально снижению нефтенасыщенности пласта;

участок V, соответствующий движению в пласте преимущественно одной фазы — закачиваемой воды и постепенной ста-

билизации хлоросодержания в пласте при $\tau_{нп}/\tau_{вп}$, равном величине остаточного нефтенасыщения.

Для изучения процесса вытеснения нефти в пласте в последнее время начала широко применяться методика импульсного нейтронного каротажа, основанная на определении скорости расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, обогащенной боропродуктами. Боропродукты обладают аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов, превышающим в десятки—сотни раз сечения захвата солей хлористого натрия, и могут адсорбироваться горными породами.

В процессе вскрытия продуктивного разреза на обогащенной боропродуктами промывочной жидкости максимальная глубина проникновения и наибольшее вытеснение пластового флюида наблюдаются в водоносных пластах. В нефтеносных пластах, имеющих начальную нефтенасыщенность, происходит меньшее чем в водоносных, но положительное проникновение фильтрата и вытеснение пластового флюида. В нефтеносных пластах с пониженной нефтенасыщенностью, содержащих пластовую воду, отмечается промежуточное значение указанных параметров.

При расформировании зоны проникновения наиболее быстрая концентрация боропродуктов уменьшается против водоносных и нефтенасыщенных с подвижной пластовой водой пластов. Против нефтенасыщенных пластов и пластов с низким давлением расформирование зоны проникновения происходит через очень длительное время или изменения концентрации боропродуктов вообще нет.

АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Акустический каротаж позволяет изучать геологический разрез и исследовать физические процессы, протекающие в пласте, цементном камне и стволе скважины. Разделение нефтегазоносных и водоносных пород этим методом основано на различии их акустических параметров, в частности скорости затухания амплитуд продольных α_p и поперечных α_s волн.

Сущность акустического каротажа сводится к возбуждению в скважине упругих колебаний, которые распространяются в среде, окружающей излучатель, и регистрации их одним или несколькими приемниками, расположенными на некотором расстоянии от излучателя.

В практике промыслово-геофизических работ используются преимущественно две модификации акустического каротажа: по скорости и по затуханию. В первом случае регистрируется время Δt , за которое акустическая волна пробегает расстояние, разделяющее два приемника (излучателя). Эта модификация широко используется для определения пористости пород. Во второй модификации регистрируется изменение амплитуды волн

Технические характеристики аппаратуры акустического каротажа

Параметр	„Звук-2“	ЛКН-1
Зонд	И11, ОИ24, ОП	П1, 5И10, 5И2 П4, ОИ11, ОИ2 П2, 5И11, ОИ3
Частота изучаемых колебаний, кГц	5—25	12—30
Измеряемые параметры	Δt ; A_1 , A_2 ; $\ln (A_1/A_2)$; A_R ; A_S	t_1 ; t_2 ; ΔT ; α_R ; α_S
Максимальная рабочая температура, °С	120	120
Максимальное рабочее давление, МПа	65	80
Габариты скважинного прибора, мм:		
наружный диаметр	90	100
длина	6000	6500
Масса, кг	80	150

Она используется для изучения связи (сцепления) цемента с обсадной колонной и горной породой (цементмером) и выделения интервалов, отличающихся физико-механическими свойствами от пористых водонасыщенных пород (трещиноватых зон, газонасыщенных пород и др.).

При исследовании разрезов обсаженных скважин для решения задач, связанных с изучением выработки продуктивных пластов, возможно применение широкополосного низкочастотного акустического каротажа (1—5 кГц) (табл. 10). При этом в скважине регистрируется комплекс кинематических и динамических характеристик продольных и поперечных волн.

Использование низкой частоты излучения увеличивает радиус исследования и позволяет изучать акустическое поле за пределами заколонного пространства скважины. Однако разделение пластов по характеру насыщения в обсаженной скважине возможно только при хорошем качестве крепления заколонного пространства (при хорошем сцеплении цементного камня со стенками колонны и скважины).

Диаграммы низкочастотного широкополосного акустического метода обеспечивают не только литологическое расчленение разреза, но и разделение водонасыщенных и продуктивных пластов с частично или полностью расформированной зоной проникновения фильтрата промывочной жидкости по сопоставлению амплитудных кривых α_R и α_S . Нефтенасыщенная часть пласта по сравнению с водонасыщенной отмечается снижением сигнала α_R при увеличении сигнала α_S .

Достоинство низкочастотного широкополосного каротажа — принципиальная возможность разделения продуктивных и водонесных или заводненных пластов независимо от степени минерализации воды.

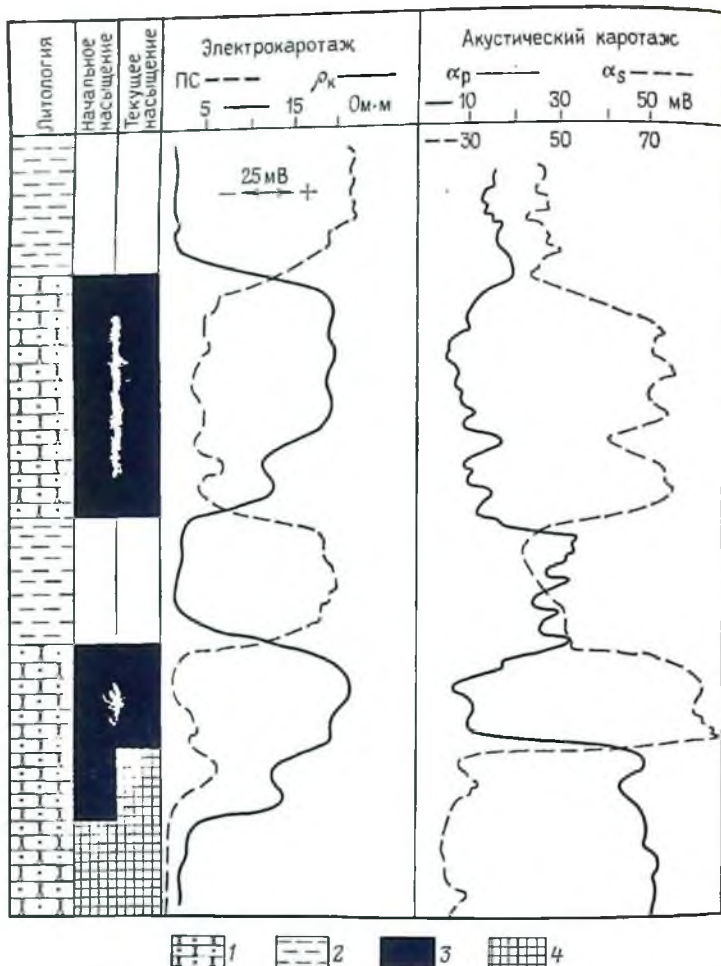


Рис. 17. Кривые низкочастотного акустического каротажа против пластов разного насыщения.

1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — нефть; 4 — вода. Замеры КС, ПС — при начальном насыщении; замеры акустического каротажа — после заводнения пласта

Изучение процесса выработки продуктивного коллектора в обсаженной скважине рассматриваемой модификацией акустического каротажа целесообразно осуществлять по методике временных замеров (рис. 17).

ИНДИКАТОРНЫЕ МЕТОДЫ

Геофизические методы исследований в скважинах позволяют изучать околоскважинную зону продуктивного разреза в радиусе нескольких десятков сантиметров и первых единиц метров

Представление о геометрии залежи нефти и распределении в ней запасов делается на основе площадной корреляции геофизических разрезов скважин.

При разработке залежей с ярковыраженной послойной и зональной неоднородностью результаты исследований в скважинах становятся недостаточно эффективными и возникает необходимость определять непосредственно гидродинамическую связь по пласту между скважинами. Для этого применяют индикаторные методы изучения пластов.

Гидродинамическую связь по пласту между скважинами определяют путем введения в залежи трассирующих радиоактивных изотопов или специальных химических элементов и регистрации поступления их в эксплуатационные скважины. При этом применяют два способа проведения исследований: меченые нефти и мечение вытесняющего агента.

При первом способе в добывающую скважину закачивают долгоживущий растворимый в нефти радиоактивный изотоп и скважину консервируют. Радиоактивный изотоп переносится естественным фильтрационным потоком, вызванным отбором жидкости из эксплуатационных скважин. Появление радиоактивного изотопа фиксируется в добываемой продукции или на забое контрольной скважины, пробуренной на этот пласт или на более глубокий продуктивный горизонт.

При втором способе создается оторочка меченой радиоактивной жидкости путем закачки ее в нагнетательные скважины, которая затем проталкивается к эксплуатационным скважинам фронтом закачиваемых вод. Добываемую из скважин продукцию исследуют на содержание трассирующего радиоактивного изотопа.

Наилучшим трассирующим индикатором в настоящее время считается радиоактивный изотоп водорода — третий ^3H . Он является излучателем бета-лучей, имеет период полураспада 12,5 лет, хорошо растворяется в воде и нефтепродуктах (в бензоле), не сорбируется горными породами. Недостаток его — малая энергия излучения, из-за чего детектирование возможно только на пробах жидкости с использованием специальных лабораторных установок (жидкостной сцинтилляционный радиометр БЕТА).

При движении меченого флюида между скважинами происходит его разбавление и снижение активности в несколько десятков раз. Степень разбавления устанавливают опытным путем, для чего пробы жидкости из добывающих скважин отбирают с частотой не реже одного раза в сутки в начале исследования. Удельная массовая активность пробы должна превышать чувствительность измерительной аппаратуры и составлять не менее 370 расп./с·кг).

Время движения радиоактивного индикатора между сква-

жинами в случае одной эксплуатационной скважины на площади

$$t = \frac{\pi k_n h}{Q} (l - r)^2,$$

где k_n — средняя эффективная пористость пласта; h — толщина пласта; Q — дебит эксплуатационной скважины; l — расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами; r — радиус оторочки меченой жидкости к моменту начала отбора из эксплуатационной скважины.

Одной из разновидностей индикаторного метода изучения выработки нефтяной залежи является способ, основанный на анализе проб продукции добывающих скважин на содержание микроэлементов, например кобальта или ванадия.

Нефти разных пластов продуктивного разреза могут существенно различаться по содержанию в них кобальта или ванадия, что позволяет путем анализа проб добываемой продукции из скважины, эксплуатирующей совместно несколько пластов определять долевое участие каждого пласта в добыче нефти.

Для анализа проб нефти на кобальт или ванадий используют специальную исследовательскую аппаратуру, реализующую способы нейтронно-активационный, рентгенорадиометрический, атомно-абсорбционный и электронно-парамагнитного резонанса. Современная исследовательская аппаратура позволяет в пробе нефти объемом не более 1—5 мл определять концентрацию ванадия на уровне 10^{-3} — 10^{-5} кг/кг и кобальта — на уровне 10^{-7} — 10^{-8} кг/кг.

Относительные дебиты двух совместно эксплуатируемых пластов (q_1 и q_2) количественно оцениваются по формулам

$$q_1 = \frac{c_n - c_{02}}{c_{01} - c_{02}}; \quad q_2 = \frac{c_n - c_{01}}{c_{02} - c_{01}}; \quad q_1 + q_2 = 1,$$

где c_{01} и c_{02} — ожидаемые значения контролируемого параметра для нефтей соответственно из первого и второго пластов; c_n — измеряемое значение контролируемого параметра для нефти в пробе продукции скважины, отобранной на устье.

Способ реализуется в два этапа. На первом оценивают различие нефтей разных пластов по содержанию ванадия и кобальта. Для этого отбирают пробы на устье скважин, эксплуатирующих раздельно каждый из пластов, или производят селективный отбор глубинных проб дистанционными приборами в скважинах, эксплуатирующих пласты совместно. По результатам анализа строят карты значений изучаемого параметра.

На втором этапе на устье исследуемой скважины отбирают пробу и определенную к ней концентрацию ванадия или кобальта сравнивают со значениями, ожидаемыми для нефтей верхнего или нижнего пластов на основании выявленных ранее общих закономерностей распространения микроэлементов на площади месторождения. Если значения изучаемого параметра для неф

тей верхнего и нижнего пластов в месте расположения исследуемой скважины различаются существенно, производят количественную оценку относительных дебитов нефти. При незначительном различии по результатам исследований может быть сделано заключение на качественном уровне.

РАДИОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД

Практикой разработки многих нефтяных месторождений страны установлено, что при интенсивном движении вод в процессе отбора нефти происходит повышение радиоактивности обводненных пластов по сравнению с их радиоактивностью до обводнения. Природа этого явления связана с переходом из породы в пластовую воду изотопов радия, накапливающихся в нефти, скелете коллектора и в остаточной воде, образовавшихся при распаде таких радиоактивных элементов, как уран, торий и др.

Концентрация радия в переднем фронте воды, вытесняющей нефть, может в 100 раз и более превышать его обычную концентрацию. При прохождении фронта вытесняющей нефть воды мимо добывающих скважин происходит сорбция радия на цементном кольце или перфорационных отверстиях. Сорбции способствует повышение сульфатности закачиваемых, а иногда и пластовых вод, при которой происходит осаждение в растворах радиобарита и радиокальцита в виде мельчайших кристалликов, легко переносимых движущейся водой.

Применение радиохимического метода для изучения разработки нефтяного пласта состоит в сопоставлении кривой гамма-каротажа, зарегистрированной в процессе строительства скважины, с кривой гамма-каротажа, зарегистрированной в процессе эксплуатации скважины. Обнаруженная аномалия радиоактивности является однозначным признаком обводнения продуктивного коллектора, если в скважине отсутствуют заколонные перетоки жидкости между пластами. При заколонных перетоках может произойти повышение радиоактивности в нефтенасыщенных интервалах пласта за счет сорбции радия в конструктивных элементах скважины.

Необходимо отметить, что механизм образования радиохимических эффектов изучен пока недостаточно полно. Известны и встречаются часто случаи, когда обводнение нефтеносных пластов на одном и том же месторождении в одних скважинах сопровождается образованием радиохимических аномалий, а в других — аномалии отсутствуют.

Глава 4

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ

Изучение режима работы эксплуатационной скважины целью установления оптимальных условий эксплуатации оборудования подъема нефти основано на исследованиях методами расходомерии, определения структуры и состава потока, магнитной локации и акустической шумомерии.

ФОНТАННЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Изучение режима работы фонтанной скважины базируется на оценке охвата пласта дренированием. Для этого применяя исследования потоков жидкости в скважине методами расходомерии, барометрии, термометрии и др. при разных соотношениях между давлением в лифтовых трубах и межтрубном пространстве. Скважина считается выведенной на оптимальный режим работы, если коэффициент охвата дренированием

$$h_0 = k_p \cdot h_{эф} \approx 1,$$

где h_p — работающая толщина пласта; $h_{эф}$ — эффективная перфорированная толщина пласта.

Обычно коэффициент охвата пласта разработкой в первые месяцы после ввода скважины в эксплуатацию колеблется в пределах 0,01—0,3 и повышается по мере очистки и обработки призабойной зоны.

В фонтанных скважинах депрессия на пласт возникает за счет изменения проходного сечения штуцера (стальной втулки с просверленным в середине отверстием диаметром 2—30 мм устанавливаемой на выкидной линии фонтанной арматуры) создающего для потока жидкости различное сопротивление. Как видно из рис. 18, при депрессии на пласт 2 МПа в работу включились лишь два нижних (из четырех) нефтеносных пластов продуктивного горизонта (увеличение частоты вращения турбинки f , выраженной через скорость счета N). Увеличение депрессии до 2,5 МПа привело к изменению рабочей толщины за счет подключения к работе третьего пласта. При депрессии 3 МПа нефть начала поступать из всех четырех пластов, включенных в совместную эксплуатацию. Увеличение депрессии до 3,5 МПа не привело к существенному изменению конфигурации кривой расходомерии, что свидетельствует о выводе скважины на оптимальный режим работы.

Аналогичного вида кривые расходомерии могут быть получены при исследовании нагнетательных скважин. При проведении измерений расхода жидкости по стволу скважины в процессе увеличения депрессии на пласт можно определить величину давления, при котором вода начинает поступать в большие

ны
бо
да
на

ети
ля
ко
ощ
пр
р

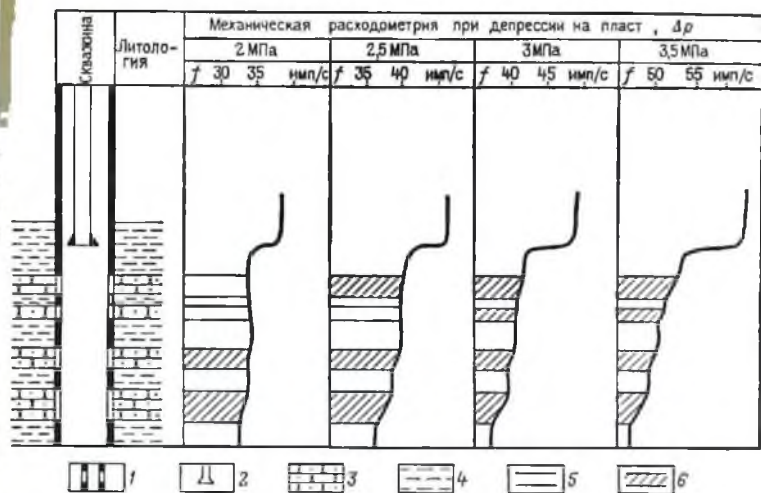


Рис. 18. Зависимость работающей толщины пласта от величины депрессии по данным расходометрии:

1 — интервал фильтра в колонне; 2 — ближмак лифтовых труб; 3 — коллектор; 4 — не-коллектор, 5 — работающий пласт; 6 — неработающий пласт

те
вы
я
тк

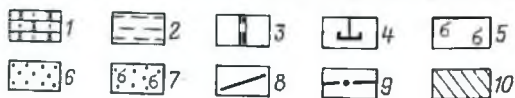
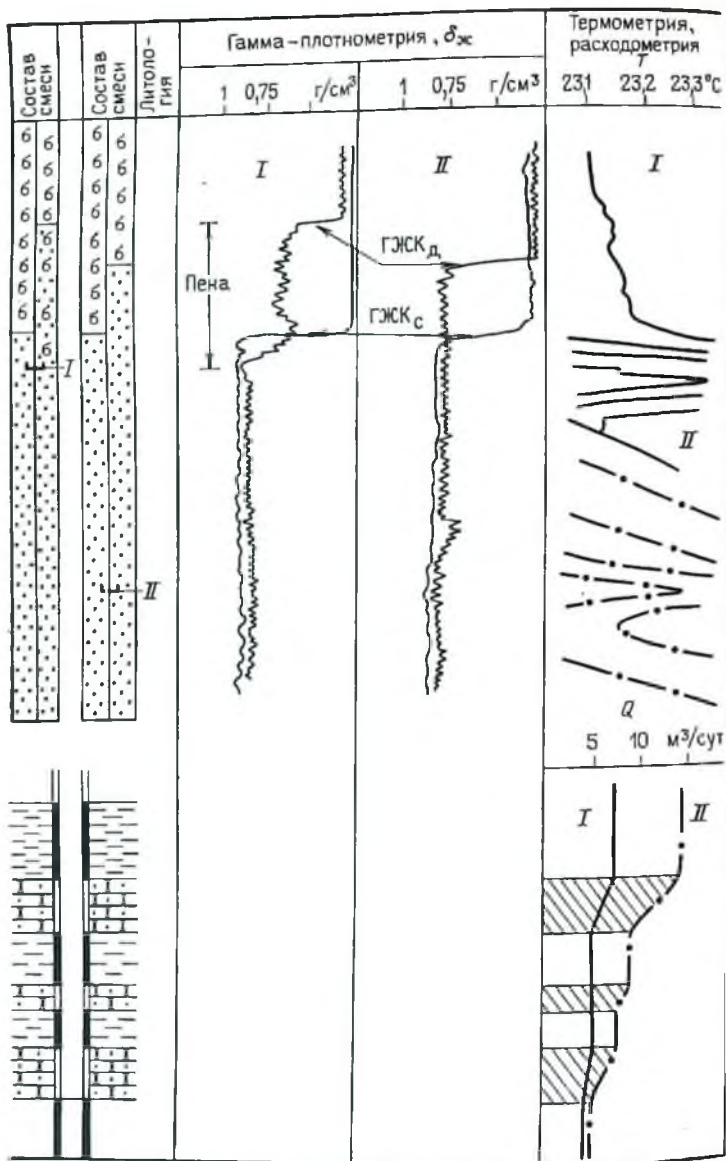
ство или во все вскрытые перфорацией интервалы продуктивно-го коллектора. Это давление будет соответствовать давлению вывода скважины на оптимальный режим работы при фактиче-ском качестве вскрытия коллектора.

ГЛУБИННОНАСОСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

При подъеме нефти из скважины с помощью глубинного по-гружного насоса (штангового ШГН или электроцентробежного ЭЦН) охват пласта дренированием определяется производи-тельностью и режимом работы насоса, а также состоянием межтрубного пространства.

Производительность насоса зависит от технического состоя-ния подъемного оборудования и глубины погружения насоса. При неисправном подъемном оборудовании возможно возникно-вление значительных утечек поднимаемой жидкости и связанных с этим колебаний гидростатического давления в скважине. При недостаточной глубине установки насоса могут нарушиться структура жидкости в межтрубном пространстве и значительно возрасти нагрузки на насос.

Изучение режима работы скважины с глубиннонасосным спо-собом подъема нефти на поверхность (рис. 19) основано на измерении плотности и температуры жидкости в межтрубном пространстве. По этим измерениям определяются структура и состав жидкости при статическом и динамическом состояниях межтрубного пространства. По измерениям температуры выяв-



дают места утечек в лифтовых трубах и оценивают развиваемую насосом депрессию в месте установки его в скважине.

Охват пласта дренированием оценивают так же, как и в фонтанных скважинах — по результатам исследований продуктивной части разреза механической расходомерией.

Кривые *I* (см. рис. 19) замера гамма-плотномером в установленной и работающей скважине для случая, когда насос установлен выше оптимальной глубины для нормальной работы, показывают, что при подвеске насоса ниже статического уровня жидкости (ГЖК_с), в процессе его работы произошел подъем динамического уровня (ГЖК_д) выше глубины расположения насоса, в результате чего в стволе скважины образовалась пена. Наличие нефтегазовой жидкости над насосом ухудшило условия подъема нефти на поверхность.

При созданной депрессии на пласт в данном режиме работы глубиннонасосного оборудования дренированием оказались охваченными не все пласты продуктивного разреза. Нижняя часть кривой расходомерии показывает, что приток жидкости в скважину происходит лишь из верхнего пласта и частично из нижнего. Кривая термометрии отмечает наличие в интервале глубины установки насоса сильной положительной аномалии температуры, которая обусловлена работой насоса и проявлением эффекта Джоуля—Томпсона в результате утечки жидкости из насосного оборудования.

При установке насоса на большей глубине в этой скважине стал отмечаться только уровень жидкостного контакта, соответствующий динамическому состоянию межтрубного пространства. Как видно из кривых гамма-плотномерии *II*, столба нефтегазовой смеси в этом случае нет. На кривой термометрии против интервала глубины установки насоса аномалия теплового поля стала значительно меньшей. В данном случае эффект Джоуля—Томпсона не проявляется ввиду отсутствия утечки нефти, а увеличение температуры обусловлено адиабатическим сжатием жидкости в насосе.

По кривой механической расходомерии, соответствующей режиму работы скважины с более глубоким положением насоса в стволе скважины, отмечается увеличение охвата продуктивного коллектора разработкой. Приток жидкости возрастает из нижнего и верхнего пластов, в работу вовлекался средний пласт, а суммарный приток нефти из пластов повысился почти вдвое.

Исследования в глубиннонасосных скважинах производят с

Рис. 19. Изменение положения уровня газожидкостной смеси в межтрубном пространстве скважины и охвата пласта работой в зависимости от глубины установки насоса.

I — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — интервал фильтра; 4 — глубинный насос (*I* и *II* — его положения); 5 — газ; 6 — жидкость; 7 — газожидкостная пена; 8 — термограмма и расходограмма при положении насоса *I*; 9 — термограмма и расходограмма при положении насоса *II*; 10 — работающий интервал

применением приборов, аналогичных описанным выше, но имеющих меньший, не превышающий 28 мм, наружный диаметр. Связано это с необходимостью спускать прибор в скважину мимо установленного в ней глубинного насоса.

КОМПРЕССОРНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Из способов компрессорной эксплуатации добывающих скважин наиболее распространен в настоящее время газлифтный способ. Этот способ — искусственное продолжение фонтанного подъема нефти, в котором энергия растворенного газа добавляется к энергии сжатого газа. Действие газлифта основано на уменьшении веса столба жидкости в скважине за счет растворения части ее при закачке газа с поверхности. Под действием пластового давления, будучи облегченной введенным газом, газожидкостная смесь поднимается на поверхность в виде пенных структур разного порядка (эмульсионных, четочных, поршневых и их различных комбинаций).

Изучение режима работы газлифтной скважины предусматривает проведение исследований не только в призабойной зоне, но и в интервалах расположения газлифтных клапанов. Через эти клапаны из лифтовых труб в межтрубное пространство (или наоборот) поступает рабочий агент — газ высокого давления специально подготавливаемый и подаваемый в скважину компрессорами высокого давления (до 11—12 МПа).

Наиболее распространенные схемы компоновки элементов оборудования при газлифтном способе подъема нефти приведены на рис. 20.

Основными элементами оборудования являются колонна насоснокомпрессорных труб, на которой размещены в специальных оправках (мандрелях) газлифтные клапаны. Конец трубы оборудуется воронкой и ниппелем и устанавливается на 10—15 м выше кровли перфорированного пласта.

Газ может нагнетаться в скважину через межтрубное пространство и по насоснокомпрессорным трубам. При первом варианте обеспечивается подъем жидкости с дебитом 50—600 м³/сут, при втором, в силу большего проходного сечения межтрубного пространства, чем у лифтовых труб, — с дебитом 600—1500 м³/сут. Число газлифтных клапанов рассчитывается и может быть любым, как при первом, так и при втором варианте подачи газа. Как правило, рабочим клапаном является последний, а расположенные выше клапаны — пусковые.

Порядок работы газлифтных клапанов при пуске скважины в работу следующий. При закрытом кране подачи газа высокого давления в насоснокомпрессорных трубах и в межтрубном пространстве устанавливается одинаковый уровень жидкости, а все газлифтные клапаны находятся в открытом состоянии. После подачи газа в межтрубное пространство в нем начинается оттеснение жидкости вниз до прорыва газа через первый

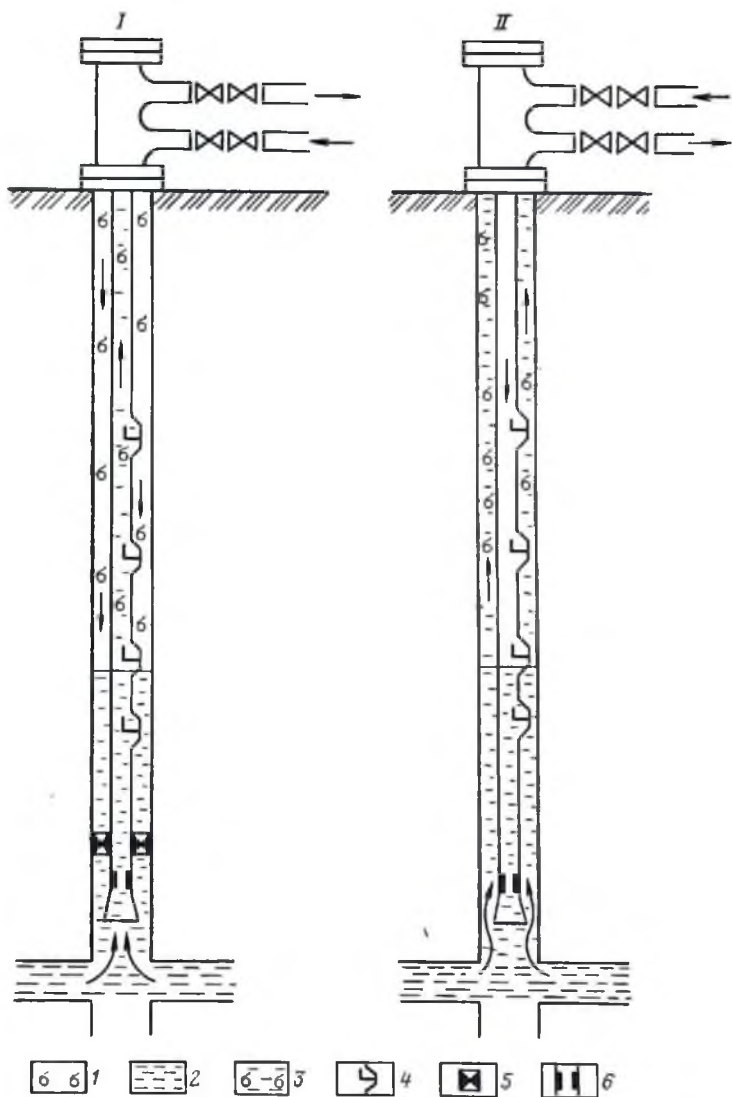


рис. 20. Схемы компоновки элементов оборудования при газлифтом способе подъема нефти.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — газонефтяная смесь; 4 — газлифтный клапан; 5 — пакер; 6 — плеть; закачка газа: I — по межтрубью, II — по лифтовым трубам

(верхний) пусковой клапан. Выдавливаемая жидкость поступает в мерную емкость (сепаратор), а столб жидкости под давлением газа продолжает оттесняться до тех пор, пока газ прорвется через второй пусковой клапан. Облегченный столб жидкости, находящийся между первым и вторым клапанами, начинает поступать в мерную емкость. Одновременно происходит закрытие первого пускового клапана, а оттеснение жидкости в межтрубье идет до третьего пускового клапана, и после вытеснения очередной порции облегченной жидкости из лифтовых труб закрывается второй клапан. Процесс будет продолжаться до тех пор, пока уровень жидкости в межтрубье не снизится до точки ввода газа, с которой нефть может подниматься пластовым давлением.

В реальном газлифтном цикле происходят сложные изменения структуры и динамических характеристик потока, в результате чего может возникать произвольное срабатывание клапанов.

Изучение режима работы газлифтной скважины сводится к определению работающей толщины перфорированного интервала, местоположения работающих клапанов и структуры газожидкостного потока. Для решения этих задач применяют методы, способные фиксировать изменения скорости, давления, температуры потока, а также аномалии, обусловленные дроссельным эффектом газа, прорывающегося через газлифтные клапаны и негерметичные места в колоннах труб. К их числу относятся измерения механическими и термокондуктивными расходомерами, манометрами, термометрами, плотномерами и т. д. Для определения мест входа газа в жидкость эффективны измерения акустическим индикатором (шумомером).

Принцип действия указанных приборов рассматривался выше. В акустическом индикаторе чувствительным элементом является пьезокерамический сейсмоприемник, с которого регистрируемые в скважине сигналы акустического поля после предварительного усиления передаются на поверхность по жиле геофизического кабеля. В наземной аппаратуре с помощью системы фильтров из поступающего сигнала выделяются спектры низкой, средней, высокой и промежуточных частот, которые регистрируются в виде кривых изменения их интенсивности.

В примере, приведенном на рис. 21, закачка газа высокого давления в скважину производится через межтрубное пространство, а подъем нефти — по насоснокомпрессорным трубам. По положение работающего клапана отмечается по показаниям акустического индикатора шума и термометра. Возникновение шума обусловлено барботажем газа в месте входа его в столб жидкости, а появление аномалии теплового поля связано с дроссельным эффектом. По показаниям индикатора шума отмечается место поступления газа в насоснокомпрессорные трубы, расположенное выше расчетной глубины установки газлифтных клапанов, что связано, по-видимому, с нарушением герметично-

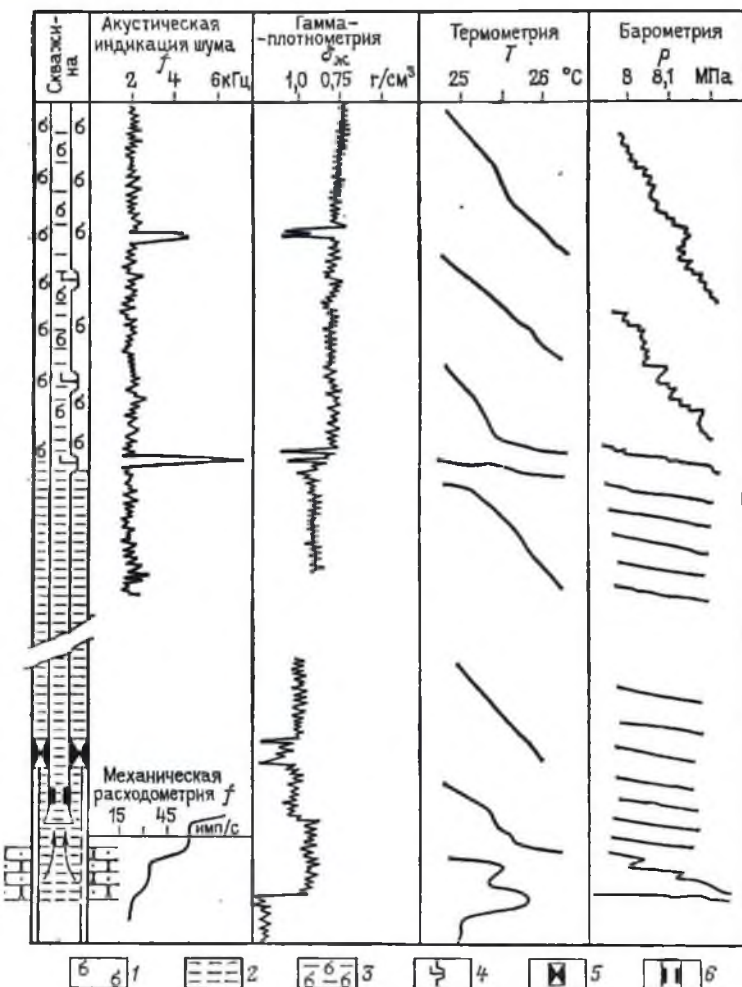


рис. 21. Форма кривых каротажа против работающих и неработающих элементов оборудования газлифтной скважины.
словные обозначения — см. рис. 20

и колонны. Расход газа через это нарушение небольшой, поскольку на термограмме аномалия от дроссельного эффекта не замечается. Положение работающего клапана в скважине отмечается по резкому изменению показаний плотнотера и манометра, обусловленному формированием на этой глубине границы раздела жидкости и газожидкостной смеси. По показаниям

механического расходомера приток жидкости в скважину происходит лишь из нижней и верхней частей пласта, причем большей степени из верхней части. Из средней части перфорированного интервала притока жидкости нет.

Работа скважины через третий пусковой клапан и неполный охват пласта дренированием позволяют сделать вывод о том, что скважина не выведена на оптимальный режим эксплуатации. Для вывода ее на оптимальный режим необходимо увеличить перепад давлений в насоснокомпрессорных трубах и межтрубном пространстве.

Часть вторая

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ И ПОВЫШЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Характерная особенность большинства разрабатываемых в нашей стране нефтегазовых месторождений — их многопластовость. Наличие в разрезе нескольких продуктивных горизонтов, разделенных сравнительно небольшими по толщине перемычками низкой проницаемости, большое число пластов с различным насыщением и пластовым давлением, незначительное расстояние от водонасыщенных пластов до продуктивных, а также наличие в разрезе водоплавающих залежей — все это и другие факторы делают проблему безводной эксплуатации скважин очень важной. От продолжительности безостановочной эксплуатации скважин зависят их дальнейшая производительность, степень продуктивности, следовательно, состояние разработки месторождения, суммарная величина извлеченных запасов нефти и газа из пласта, а также их себестоимость.

В процессе эксплуатации крепь ствола скважины (обсадная колонна и кольцо цементного камня) подвергается различным механическим воздействиям и воздействию агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов, что приводит к возникновению дефектов в цементном камне и обсадной колонне.

В результате разрушения призабойной зоны пласта в стволе скважины образуются механические осадки, а под действием физико-химических процессов — на поверхности труб осаждаются соли и парафин. Эти и другие факторы приводят к преждевременному обводнению продукции и снижению производительности скважины. В процессе эксплуатации происходит обводнение добываемой продукции в результате подхода к забоям фронта закачиваемой воды. Поэтому геолого-техническими мероприятиями, направленными на более эффективное использование фонда скважин, предусматривается проведение ремонтных работ на скважинах. Ниже рассматриваются основные вопросы применения геофизических методов исследований и операций для информационного обеспечения ремонтно-восстановительных работ в скважинах и повышения их производительности.

Глава 5

ВИДЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ И ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ВИДАХ РЕМОНТА СКВАЖИН

Различают два вида ремонтных работ на нефтяных скважинах: подземный и капитальный.

Подземный ремонт скважин — это комплекс работ по восстановлению и повышению производительности скважины, изменившей режим работы из-за неполадок в технологическом оборудовании. Он состоит преимущественно из проверки, частичной или полной замены отдельных элементов оборудования подъема нефти, очистки лифтовых и обсадных колонн от различных отложений (песка, парафина, солей, продуктов коррозии и др.), препятствующих притоку и движению потока жидкости.

Подземный ремонт скважин производится обычно силами нефтегазодобывающего промысла и охватывает принадлежащий промыслу эксплуатационный фонд скважин, а также передаваемые на баланс промысла для опробования и освоения новые скважины различного назначения (разведочные, добычающие, нагнетательные и др.) после выхода из бурения или капитального ремонта.

Капитальный ремонт скважин — комплекс работ по восстановлению и повышению производительности скважины, вышедшей из строя в результате обводнения добычей продукции или невыполнения функций по воздействию на разрабатываемый пласт закачкой вытесняющего агента. Эта работа — одно из основных средств увеличения степени извлечения нефти из пластов и выполнения требований по охране недр и окружающей среды. Они заключаются, главным образом, в выполнении операций по изоляции обводненных интервалов продуктивного разреза и ликвидации дефектов в крепящем скважины.

Исходя из характера несоответствия подлежащих капитальному ремонту скважин условиям эксплуатации и требованиям рациональной выработки пластов работы по изоляции обводненных интервалов подразделяются на виды:

изоляция отдельных обводненных интервалов пласта в добывающих скважинах независимо от их местоположения по толщине пласта и характера обводнения (подошвенной водой, концентрированной, закачиваемой), регулирование закачки воды по толщине заводняемых пластов в соседних нагнетательных скважинах. Проведение таких операций обычно приурочивается к участкам с большой площадью месторождения с неоднородным строением пластов и большой толщиной;

изоляция отдельных пластов. Необходимость такой работы возникает в скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов при обводнении (выработке) одного из них. При изоляции нижних пластов работы сводятся к созданию в стволе скважины непроницаемого стакана (моста) в пределах толщины пласта, вскрытого перфорацией; при изоляции отдельных интервалов расчлененного пласта и верхних пластов — к созданию непроницаемой оторочки (экрана) по периметру скважины в пределах толщины изолируемого интервала или пласта; исправление некачественного цементного кольца в затрубном пространстве скважины, в том числе ликвидация перетока жидкости или газа из соседних пластов в разрабатываемый пласт (и наоборот). Проведение указанных работ обусловлено случаями несоответствия качества крепления скважины условиям эксплуатации, в результате чего происходит разрушение цементного кольца. Устранение дефекта осуществляется заполнением пустот и каналов в цементном кольце изолирующим материалом;

устранение негерметичности эксплуатационных колонн, возникающей обычно в результате несоответствия конструкции скважины условиям эксплуатации (неподъем цемента за колонной, закачка агрессивного агента, повышение давления нагнетания и пластового давления выше допустимого предела и др.). Работа по ремонту сводится к заполнению цементом пространства между стенками ствола скважины и эксплуатационной колонны (кондуктора) в интервале отсутствия цементного кольца;

наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором. Необходимость таких работ диктуется требованиями охраны недр и окружающей среды, а также необходимостью предотвращения перетоков жидкостей или газа из пласта в пласт и выхода их на поверхность земли;

крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта. Необходимость таких операций вызвана возникновением в отдельных случаях разрушений пласта в призабойной зоне, сопровождающихся выносом песка с образованием песчаных пробок и нарушением режима эксплуатации скважины. Работы по ремонту сводятся к созданию в пределах толщины разрушенной зоны пласта прочного, проницаемого фильтра, ограничивающего вынос песка и обеспечивающего приток жидкости.

Негерметичность эксплуатационной колонны при капитальном ремонте устраняют тампонированием скважины под давлением, заменой дефектных обсадных труб, перекрытием мест нарушения дополнительными колоннами меньшего диаметра, установкой колонн-летучек, дорнов, довинчиванием эксплуатационной колонны с устья скважины.

Один из способов восстановления скважин — зарезка и бурение второго ствола. Он применяется в том случае, когда из-

вестными приемами отремонтировать скважину технически возможно или экономически целесообразно. Этот способ воляет восстанавливать скважины на тех участках месторождения, где по условиям и состоянию разработки пласта бурение новых скважин осложнено или нерентабельно.

Капитальный ремонт нагнетательных скважин сводится обычно к восстановлению герметичности эксплуатационной колонны, углублению или подъему забоя, дополнительному вскрытию пласта перфорацией и изоляции интервалов продуктивного разреза с целью регулирования распределения объемов закачиваемой воды, регулирования профиля приемистости и др. Увеличение и восстановление приемистости нагнетательных скважин осуществляется с применением общедля всех категорий скважин технологий ремонтных работ.

Практика показывает, что производительность обводненных скважин после проведения в них капитального ремонта значительно снижается, а некоторые скважины вообще прекращают работу. Поэтому капитальный ремонт предусматривает проведение специальных операций по увеличению и восстановлению производительности скважин.

Для облегчения притока или поглощения жидкости при расчетных депрессиях или репрессиях на пласт применяют физические, физико-химические и химические методы воздействия на призабойную зону скважины. Выбор метода воздействия на призабойную зону определяется свойствами и состоянием пласта и также причинами, вызвавшими снижение их производительности.

Наиболее распространенные методы воздействия на призабойную зону скважины: кислотная обработка пласта; гидравлический разрыв пласта; гидропескоструйный способ вскрытия пласта; виброобработка призабойной зоны скважины; тепловое воздействие на призабойную зону; промывка призабойной зоны растворителями; промывка призабойной зоны растворами поверхностно-активных веществ.

Применение кислотной обработки пластов для повышения дебита и приемистости их основано на способности кислоты растворять минералы карбонатных и песчано-глинистых коллекторов с образованием жидких продуктов реакции. Гидравлический разрыв пласта является способом расширения имеющихся в пластах-коллекторах естественных и создания новых трещин путем нагнетания в призабойную зону жидкости под высоким давлением, превышающим горное давление и прочностные свойства породы. Гидропескоструйный способ вскрытия пласта и обработки скважины основан на использовании кинетической энергии и образовании струи жидкости с песком, поступающей с большой скоростью из насадки на конце колонны насосно-компрессорных труб. Нужно направление струи создается специальным глубинным устройством — гидропескоструйным перфоратором. Виброобработка призабойной зоны представляет собою

процесс воздействия на пласт и применяется при снижении приемистости высокопроницаемых прослоев.

Для выравнивания профилей приемистости в нагнетательных скважинах применяется обработка призабойной зоны различными суспензиями, коагулянтами, полимерами и смолами, двухфазными и трехфазными пенами и т. д. В качестве суспензий используются гашеная известь, молотый мел, глинопорошок.

Механизм воздействия водорастворимых полимеров на призабойную зону заключается в улучшении соотношения подвижности между вытесняющей и вытесняемой жидкостями из-за повышенной (по сравнению с водой) вязкостью раствора полимера. За счет снижения вязкостного языкообразования в наиболее проницаемых зонах выравнивается фронт вытеснения и увеличивается охват продуктивного коллектора заводнением.

В качестве водорастворимого полимера наиболее часто используется ГИПАН, который, являясь гидрофильным, проникает при закачке в наиболее проницаемые участки пласта и трещины в затрубном пространстве, где, смешиваясь с электролитами, коагулирует с образованием эластичной массы. В нефтенасыщенной части пласта ГИПАН не затвердевает и при освоении или эксплуатации вытесняется обратно.

Ремонтные работы в скважинах заканчиваются воздействием на перфорированный интервал колебаниями давления различной частоты и амплитуды, создаваемыми специальными забойными механизмами (вибраторами). Тепловое воздействие на призабойную зону обеспечивает повышение производительности скважины за счет уменьшения вязкости и поверхностного натяжения нефтей, имеющих повышенное содержание парафина, смол, асфальтенов, при повышении температуры. При промывке призабойной зоны углеводородными растворителями увеличивается ее проницаемость за счет растворения продуктов отложения (парафина) на поверхности породы и стенок труб, а также снижения вязкостных свойств нефти. Применение поверхностно-активных веществ при промывке призабойной зоны повышает производительность скважины за счет уменьшения поверхностного натяжения на жидкой или твердой поверхности фаз до предела, при котором становится подвижной капиллярно-удерживаемая нефть. Пронсходящая при этом гидрофобизация поверхности породы затрудняет приток воды из пласта к забою скважины.

В нагнетательных скважинах различные методы воздействия на призабойную зону осуществляются с целью выравнивания профиля приемистости продуктивного коллектора и предотвращения прорывов воды по отдельным интервалам пласта.

В основе опробования скважины лежит принцип снижения противодавления на ее забое до получения притока жидкости из пласта. В одних случаях это достигается снижением плотности жидкости в стволе скважины, в других — снижением уровня жидкости.

После замены промывочной жидкости в скважине на жидкость с меньшей плотностью вызов притока из нефтяного пласта фонтанным способом осуществляется с помощью компрессора. Сущность способа состоит в нагнетании сжатого газа воздуха в кольцевое пространство между насосно-компрессионными трубами и эксплуатационной колонной. Сжатый газ воздуха вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через ленточные трубы наружу. Освоение скважин с помощью компрессора производится в основном после проведения в них подопластного ремонта.

Опробование скважины снижением уровня жидкости предусматривает создание для вызова притока многократных депрессий на пласт. Сущность способа состоит в том, что в колодезь уровень жидкости предварительно снижается до заданной глубины (1000—2000 м), после чего полость колонны мгновенно сообщается с прискважинной зоной пласта. За этот промежуток времени нарастает импульс депрессии до максимального значения. Поток жидкости при этом с большой скоростью устремляется в колонну лифтовых труб, вынося из поровых каналов различные отложения. Технология многократных депрессий на пласт применяется преимущественно при освоении скважин, вышедших из бурения или капитального ремонта.

Сведения о состоянии пласта и скважины, необходимые для выбора и проведения технологических операций по подземному или капитальному ремонту скважины, получают в результате геофизических исследований. Эти исследования имеют свои задачи и методы их решения.

ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ НА СКВАЖИНАХ

Задачи геофизических исследований по информационному обеспечению ремонтных работ на скважинах вытекают из основных целей подземного и капитального ремонта — восстановление и повышение производительности вышедших из строя скважин из-за неполадок оборудования подъема нефти и обводнения добываемой продукции.

Для проведения подземного ремонта скважины, вызванного резким изменением производительности при безводной продукции или связанного со снижением приемистости скважин, задачами геофизических исследований могут быть: оценка состояния забоя (наличие осадка); уточнение глубины интервала перфорации, установки элементов оборудования подъема нефти (пакера, насоса); определение дефектов в колонне лифтовых труб (мест негерметичности, коррозии); определение интервалов отложения парафина и солей и др.

В процессе разработки нефтяного месторождения с применением заводнения в результате неоднородности продуктивного коллектора по толщине и по площади происходит неравно-

мерное вытеснение нефти. Появление воды в продукции скважины, даже в большом количестве, не является показателем выработки запасов нефти в зоне дренирования скважины.

В общем случае даже в однородном пласте с хорошей вертикальной проницаемостью наблюдается опережающее обводнение в подошвенной части и отставание его в кровельной за счет проявления гравитационных сил. В неоднородном по проницаемости пласте опережающее обводнение наблюдается по наиболее проницаемым прослоям. В разрезах, содержащих несколько продуктивных пластов, при их совместной разработке происходит с опережением обводнение пласта с лучшими коллекторскими свойствами независимо от положения его в разрезе.

Одна из главных задач геофизических исследований при производстве в скважине капитального ремонта — определение местоположения в продуктивном разрезе обводненных пластов или прослоев и оценка их остаточной нефтенасыщенности.

Для эксплуатации нефтяных пластов необходимо, чтобы они были отделены от всех других пластов, особенно от водоносных и газоносных. Если это условие не выполняется и в пласт или скважину поступает вода (газ), отбор нефти из нефтяного пласта затрудняется или становится невозможным.

В процессе эксплуатации крепь ствола скважины из-за различных знакопеременных механических воздействий и от воздействия агрессивных жидкостей может нарушиться и между нефтяным пластом и соседними водоносными и газоносными пластами возникает гидродинамическое сообщение. В данном случае продукция скважины будет обводнена не водой продуктивного коллектора, а посторонней («чужой») водой. Поступление воды (газа) в скважину может происходить не на той глубине, на которой расположен эксплуатирующийся пласт. Жидкость (газ) может поступать в скважину в результате нарушения герметичности колонны обсадных труб, закрепляющих стенки скважины, если цементное кольцо негерметично в интервале расположения отдающего воду (газ) пласта. В этих случаях перед геофизическими исследованиями ставится задача установить место поступления «чужой» жидкости в скважину (место притока) и местоположение пласта — источника перетока (отдающего пласта).

В нагнетательных скважинах должна решаться аналогичная задача, т. е. по результатам геофизических исследований необходимо определить, действительно ли вода закачивается в тот пласт, в который это предусмотрено. Таким образом, в случае перетока геофизическими исследованиями должно быть определено местоположение поглощающих пластов за пределами интервала перфорации, через который производится закачка воды.

Решение указанных задач связано с изучением технического состояния (крепь) скважины и движения жидкости и газа в затрубном пространстве.

Задачей геофизических исследований может стать также оценка эффективности мероприятий, выполненных в скважине с целью повышения производительности (обработки призабойной зоны, выравнивания профиля приемистости и др.). Для повышения производительности работ по ремонту и освоению скважины может потребоваться проведение в них различных операций по изоляции обводненных пластов и интенсификации притоков с применением геофизической прострелочно-взрывной аппаратуры и многоцикловых трубных пластоиспытателей.

Таким образом, основные задачи геофизического информационного обеспечения работ по подземному и капитальному ремонту скважин могут быть сформулированы следующим образом: выяснение причин снижения производительности добывающих и нагнетательных скважин; определение местоположения в продуктивном разрезе обводненных интервалов и оценка их остаточного нефтенасыщения; определение местоположения дефектов в крепи скважины, источников и путей поступления сторонней воды или газа в продукцию скважины; оценка эффективности мероприятий по обработке призабойной зоны, проведенных в скважине для восстановления или повышения ее производительности; выполнение в скважине различных операций по разобщению пластов и очистке призабойной зоны с применением геофизической аппаратуры.

Глава 6

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Выявление причин снижения производительности скважин осуществляется на основе результатов исследований комплексов геофизических методов, среди которых наиболее распространены являются расходометрия, плотнометрия, радиометрия, термометрия, магнитная локация и др.

Неполадки и осложнения в оборудовании подъема нефти чаще всего связаны с различными конструкционными и технологическими элементами скважины (интервалом перфорации, соединением обсадных или насосных труб, газлифтным клапаном, насосом, пакером и т. д.). Поэтому прежде всего необходимо точно узнать их местоположение в скважине относительно геологического разреза, с тем, чтобы использовать в качестве реперов для привязки по глубине диаграмм различных методов исследований.

Для определения местоположения в скважине конструктивных и технологических элементов оборудования подъема нефти используют измерения методами дефектоскопии и гамма-каротажа. Кривая гамма-каротажа используется для привязки по

глубине показаний всех методов исследований, выполненных в скважине, к геологическому разрезу.

Из методов дефектоскопии наиболее широко применяют при исследованиях в действующих скважинах магнитную локацию и гамма-плотнометрию. В магнитном локаторе использован электромагнитный способ индикации нарушения однородности и сплошности металлического тела. Магнитный локатор представляет собой помещенную в герметичный кожух из немагнитного металла многослойную катушку-датчик с железным сердечником и два постоянных магнита. Магниты размещены с обеих концов катушки и одноименными полюсами соприкасаются с торцами ее сердечника. Они создают в катушке и вокруг нее постоянное намагничивающее поле.

При нахождении катушки внутри колонны стальных труб магнитное поле остается неизменным, если в окружающей среде нет существенных изменений магнитных свойств. Когда магнитное поле среды изменяется (в муфтовых соединениях, замках, утолщениях, разрывах труб), магнитное поле катушки также изменяется (ослабевает или усиливается), в результате чего в ней возникает сигнал, который регистрируется наземной аппаратурой. Поперечные перемещения локатора в трубе (удаление от стенки трубы или приближение к ней) не отражаются на показаниях, так как при использованной в приборе дифференциальной магнитной системе на полюсах ее в этом случае возникают равные, но противоположные по знаку сигналы.

Магнитные локаторы применяют в качестве приставок к приборам различных методов каротажа, в частности к приборам гамма-каротажа.

Применение гамма-плотнометрии для определения местоположения конструктивных и технологических элементов скважины основано на изменении плотностных свойств в межколонном пространстве (уменьшении толщины слоя жидкости и увеличении толщины металла в месте установки насоса, патрубка, гидрперфоратора, мандрели и т. д. или наоборот, например, на конце колонны насосно-компрессорных труб).

На рис. 22 муфтовые соединения отмечаются на кривой магнитного локатора резкими разнополярными отклонениями, расстояние между которыми кратно длине трубы. При большой толщине замковых соединений они могут отмечаться на кривой гамма-плотнометра небольшими локальными уменьшениями плотности с расстояниями между отклонениями, также кратными длинам труб. Мандрель, переводник, насос фиксируются на кривых магнитного локатора и гамма-плотнометра аномалиями, аналогичными аномалиям от муфтовых соединений, но расстояние между ними соизмеримо с размерами этих элементов. Резино-металлический пакер отмечается на кривой гамма-плотнометра резким увеличением плотности среды, а конец насосно-компрессорных труб — резким уменьшением плотности. Перфорированный интервал обсадной колонны регистрируется по

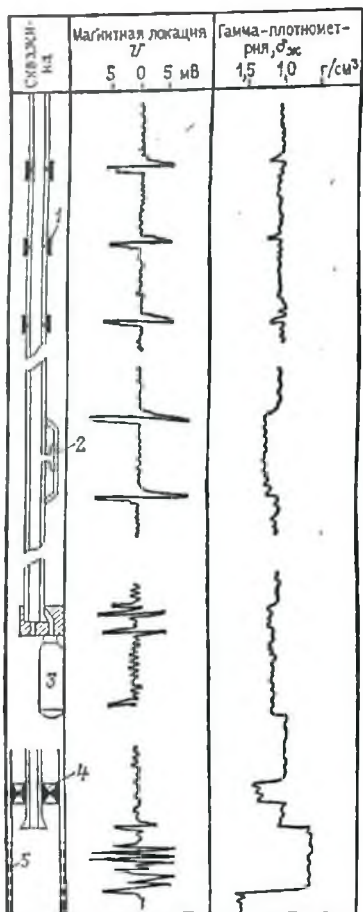


Рис. 22. Форма кривых магнитной локации и гамма-плотнометрии против конструктивных и технологических элементов скважины.

1 — муфта; 2 — мандрель; 3 — глубинный насос; 4 — пакер; 5 — интервал фильтра в колонне (перфорация)

очень частым хаотическим клонениям на кривой магнитного локатора.

Наиболее простая и часто встречающаяся причина снижения производительности скважины — исключение эксплуатации одного или нескольких нижних пластов за образования на забоестойной зоны в виде осадка или песчаной пробки. На р. 23 в скважине перфорации вскрыты два нефтяных пласта, имеющих, судя по геоэлектрической характеристике, одинаковые эксплуатационные свойства. Однако по показаниям механической расходомерики приток нефти происходит только из одного верхнего пласта притом с интенсивностью, более высокой из кровельной средней частей пласта.

По показаниям гамма-плотнометра плотность потока жидкости, близкая к плотности нефти, наблюдается в кровли пласта. Против пласта она постепенно увеличивается к подошве и ниже пласта вплоть до забоя имеет величину, превышающую плотность минерализованной воды. Это позволяет сделать вывод, что причиной исключения эксплуатации нижнего нефтяного пласта является наличие осадка в стволе скважины, препятствующего притоку нефти.

Аналогично в нагнетательных скважинах по разным причинам могут образовываться осадки и песчаные пробки, исключающие из работы часть эффективной толщины коллектора, снижающие приемистость скважины.

В глубиннонасосных скважинах показателем изменения режима работы оборудования подъема нефти может служить изменение положения динамического уровня и структуры нефтяной газовой смеси в межтрубном пространстве (см. гл. 4). В э

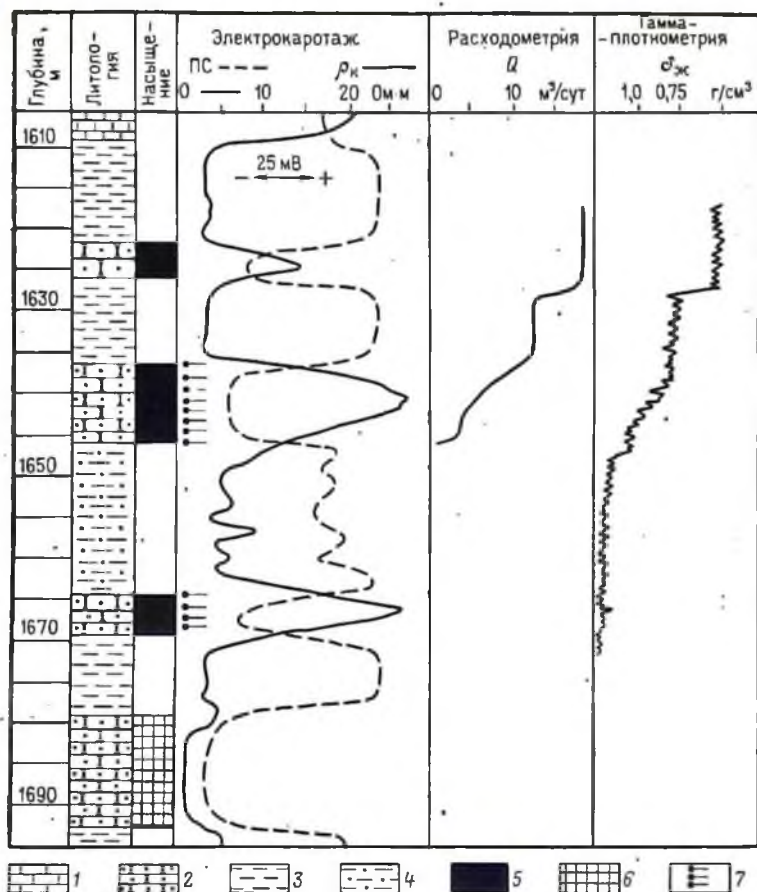


Рис. 23. Пример подтверждения причины снижения производительности пласта из-за выпадения осадка в стволе скважины.

1 — известняк; 2 — песчаник; 3 — глина; 4 — аргиллит; 5 — нефть; 6 — вода; 7 — интервал перфорации

скважинах весьма ценные сведения дают термометрические исследования. Установлено, что при работе глубинного насоса в жидкости, окружающей его, создается локальное тепловое поле. Разогрев жидкости, вызываемый адиабатическим сжатием флюида, пропорционален депрессии давления, развиваемой насосом. Если в насосе происходит утечка флюида, начинает проявляться эффект Джоуля—Томпсона и разогрев жидкости значительно увеличивается. Поэтому аномалия теплового поля в месте установки насоса является показателем режима его работы.

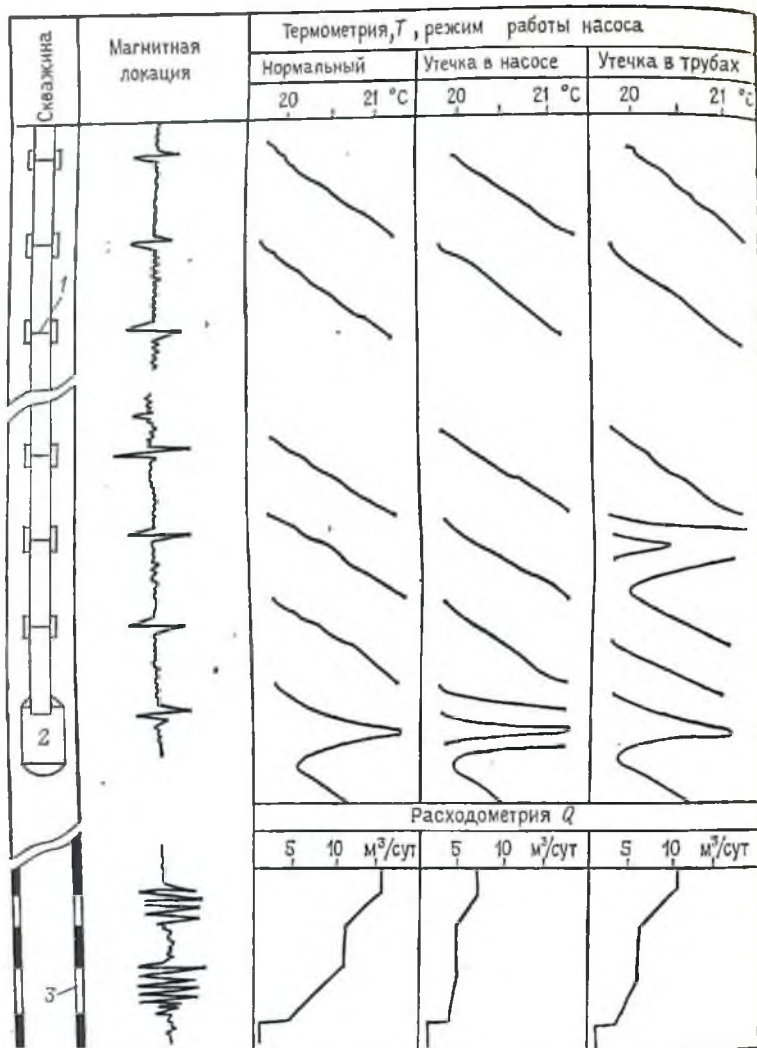


Рис. 24. Формы кривой термометрии при нормальном и неисправном глубинно-насосном оборудовании.

1 — муфта; 2 — насос; 3 — интервал фильтра

При нормальной работе насоса (рис. 24) в месте его установки формируется аномалия температуры, величина которой зависит от производительности насоса. В оптимальном режиме работы насоса создается депрессия на пласт, при которой разработкой охватывается вся перфорированная толщина эксплуа-

тационного объекта, что можно видеть на показаниях расходо-
метра.

При появлении утечки жидкости в насосе разогрев среды вокруг него увеличивается и в зависимости от величины утечки прирост температуры может составить от 1 до 5 °С. Поскольку при этом депрессия на пласт снижается, уменьшается соответственно и охват пласта разработкой.

При наличии утечки жидкости в насосно-компрессорных трубах из-за нарушения герметичности муфтового соединения (см. рис. 24), против нарушения формируется дополнительная аномалия теплового поля. Величина этой аномалии зависит от перепада давления в насосно-компрессорных трубах и межтрубном пространстве.

При газлифтном способе эксплуатации снижение производительности скважины при неизменном расчетном давлении закачиваемого газа наиболее часто связано с нарушениями работы технологического оборудования (самопроизвольное срабатывание и постоянная работа одного или нескольких пусковых клапанов вместо расчетного рабочего клапана; нарушение герметичности пускового клапана; нарушение герметичности насосно-компрессорных труб, прорыв газа через пакер и др.).

На рис. 25, а показан случай, когда газ высокого давления закачивается в межтрубное пространство, а из-за неправильной настройки нижних клапанов постоянно работает только верхний пусковой клапан. Через него происходит вытеснение газожидкостной смеси в насосно-компрессорные трубы. Место поступления жидкости в трубы отмечается положительной аномалией температуры на термограмме. Индикатор шума также фиксирует работу только верхнего пускового клапана.

На рис. 25, б газ высокого давления закачивается в насосно-компрессорные трубы, имеющие нарушение герметичности. Место инжекции газа, совпадающее с положением в скважине (согласно показаниям магнитного лоатора) муфтового соединения, отмечается сильной отрицательной аномалией температуры, обусловленной проявлением дроссельного эффекта.

Негерметичность муфтового соединения фиксируется также повышением уровня сигнала на кривой акустического индикатора шума. Через все три клапана газ в скважину не поступает.

Рисунок 25, в отражает случай, когда закачка газа ведется в межтрубное пространство, а из-за нарушения герметичности в пакере происходит частичное оттеснение жидкости из межтрубного пространства в интервал перфорации. Работа нижнего клапана четко фиксируется на кривых индикатора шума и термометрии, на этих же кривых отмечается поступление жидкости в ствол скважины через пакер.

На рис. 25, г из-за нарушения настройки газлифтной системы оказываются открытыми все три пусковых клапана. Закачка газа ведется через насосно-компрессорные трубы, и места инжекции его в межтрубное пространство отмечаются сильными

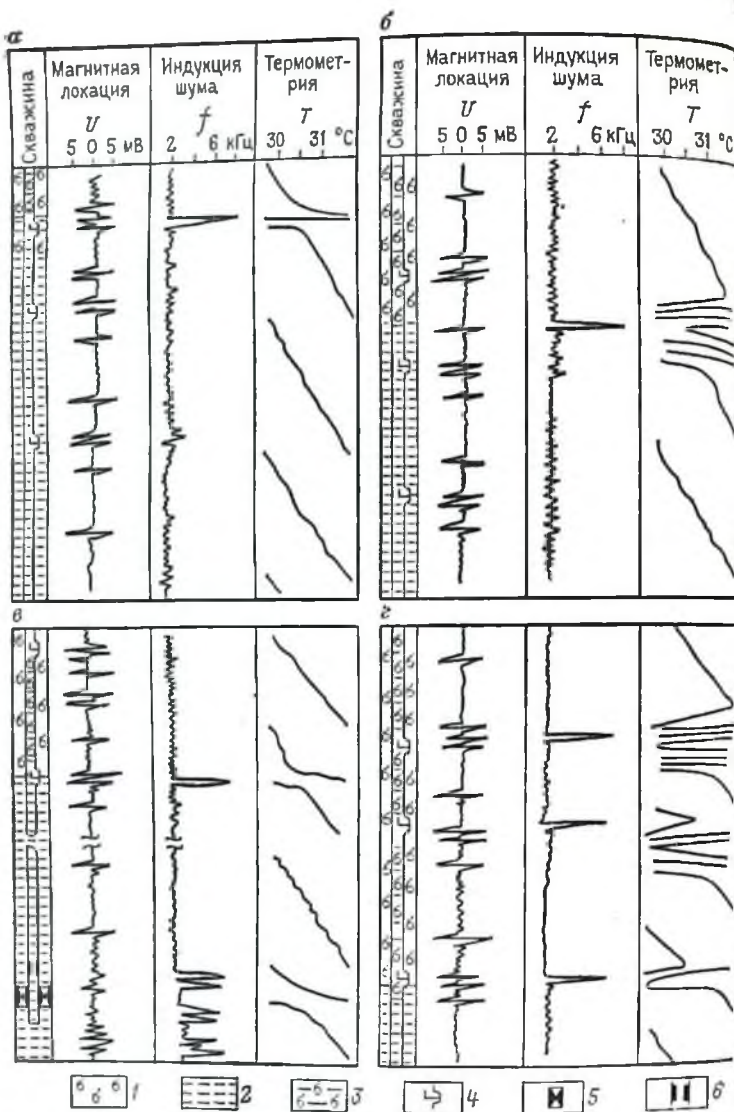


Рис. 25. Определение наиболее характерных причин неисправности газного оборудования.

а — постоянная работа верхнего пускового клапана; б — нарушение герметичности в пакере; в — работа всех клапанов. Условные значения — см. рис. 20

отрицательными аномалиями температуры на термограмм повышениями уровня шумов на кривой индикатора шума. величинам аномалий температуры видно, что наибольший ход газа происходит через верхний пусковой клапан.

Во всех рассмотренных случаях закачка газа высокого давления не создает расчетные депрессии на пласт, в результате чего производительность скважины оказывается ниже потенциальной.

Производительность скважины может измениться в результате отложения парафина как на лифтовых трубах, так и в межтрубном пространстве. Отложения парафина обычно приурочены к интервалам интенсивного выделения растворенного газа из нефти и связанным с этим понижением температуры жидкости.

Парафин — вещество, содержащее в большом количестве водород, который обладает аномально высоким сечением замедления тепловых нейтронов. Поэтому для выделения интервалов отложения парафина в стволе скважины применяют запись кривых нейтронного каротажа. В местах отложения парафина на кривых нейтронного каротажа появляются сильные отрицательные аномалии регистрируемой интенсивности нейтронного излучения. Чтобы отличить эти аномалии от аналогичных аномалий, обусловленных изменениями структуры смеси в межтрубном пространстве скважины, измерения нейтронным методом производят в процессе работы скважины и после ее остановки. При изменении режима работы скважины аномалии, связанные с отложениями парафина, не изменяют свое положение в разрезе.

Глава 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ И ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ

В отличие от методов изучения процесса вытеснения нефти водой и газом, рассмотренных выше, используемых для решения общей задачи определения выработки запасов в рамках нефтегазовой залежи или месторождения в целом, методы определения обводненных интервалов продуктивного коллектора, предназначенные для решения локальных задач выработки запасов каждой отдельной скважиной, имеют свои особенности. Главная из них — необходимость изучения нефтегазонасыщенности разреза в условиях гидродинамической связи пластов через вскрытый перфорацией ствол скважины. Другая особенность — невозможность применения для этой цели наиболее эффективных электрических и электромагнитных методов каротажа скважин.

Для определения обводненных интервалов продуктивного коллектора применяют прямые методы изучения характера насыщения пласта (радиоактивные, акустические) и косвенные методы, основанные на определении интервалов поступления воды в ствол скважины.

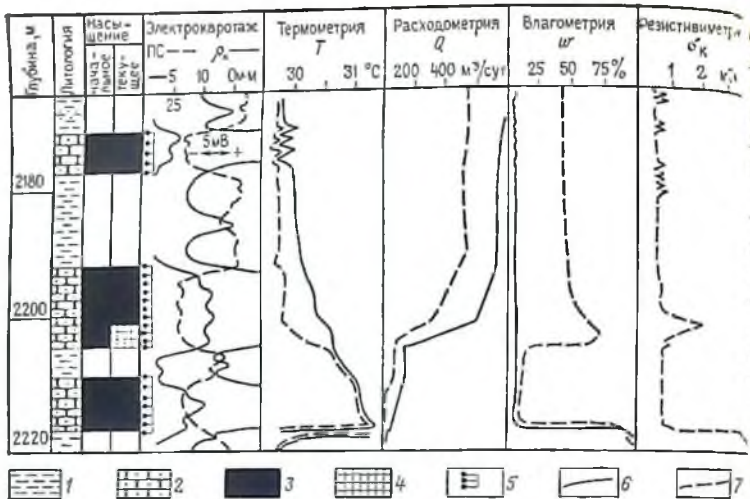


Рис. 26. Выделение интервала поступления воды в скважину потокометрическими методами.

1 — неколлектор; 2 — коллектор; 3 — нефть; 4 — вода; 5 — интервал фильтра; 6 — замер в безводный период работы скважины; 7 — замер после появления воды в продукции скважины

В капитальный ремонт для изоляции притока воды передются скважины при различной обводненности добываемой продукции, но наибольший объем ремонтных работ приходится на скважины, в которых содержание воды в продукции достигает 80 % и более.

При выявлении интервалов поступления воды в ствол скважины наиболее информативными являются исследования датчиками состава жидкости — влагомером, плотномером, резистивиметром. Эти исследования выполняются, как правило, в комплексе с расходометрией и термометрией. Для привязки показаний датчиков к элементам технологического оборудования разрезу скважины проводят измерения магнитным локатором осуществляют гамма-каротаж. Лучшие результаты дают исследования, когда имеется возможность сопоставить материалы полученные в обводнившейся скважине, с диаграммами, зарегистрированными в ней в безводный период эксплуатации.

В продуктивном разрезе, как видно из кривых электрического каротажа (рис. 26), содержатся три нефтяных пласта. Материалы потокометрических методов исследований, полученные в безводный период эксплуатации, показывают, что разработкой охвачена вся вскрытая перфорацией толщина продуктивного коллектора. По кривой термометрии часто отмечается нижняя граница отдающего интервала по резкой положительной аномалии температуры, обусловленной дросселированием жидкости. Аномалии температуры несколько меньшей величины на-

блюдаются против среднего и верхнего нефтяных пластов. Из кривой механической расходомерии видно, что максимальный приток нефти поступает из среднего пласта, особенно из его нижней части. По показаниям влагомера лишь в зумфе скважины ниже интервала перфорации фиксируется водный осадок, в остальной части ствол скважины заполнен нефтью.

Иную информацию несут материалы исследования этими методами в скважине после появления в добываемой продукции значительного (до 50 %) содержания воды. На кривой термометрии против нижней части среднего пласта отмечается такое снижение температуры, какое обычно наблюдается при прорыве закачиваемой воды с температурой ниже пластовой. По кривым влагомерии и резистивиметрии четко отмечается интервал поступления в ствол скважины воды из нижней части среднего пласта. Наличие воды в продукции скважины несколько снизилось, как видно из показаний расходомерии, общий приток жидкости из пластов, особенно из нижнего.

Исходя из результатов исследований можно заключить, что для восстановления производительности скважины необходимо изолировать нижнюю часть среднего нефтяного пласта.

При обводнении продукции скважины до 90 % и более задача определения места поступления воды в ствол может быть сведена к выявлению в продуктивном разрезе наиболее производительного интервала, поскольку давление закачиваемого вытесняющего агента в нагнетательные скважины всегда превышает пластовое давление.

Для определения местоположения обводненных интервалов и оценки их остаточного нефтенасыщения в добывающих скважинах, останавливаемых на ремонт, проводят исследования импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого раствора (табл. 11). Этот способ основан на том, что из-за существенных различий фазовых проницаемостей воды и нефти закачиваемая в скважину вода легче поглощается водоносными и обводненными пластами, чем нефтяными.

Практика показывает, что при закачке через интервал перфорации в продуктивный коллектор меченой воды и последующей отработке скважины обводненные интервалы характеризуются средней и глубокой зоной проникновения, высокой степенью вытеснения пластового флюида и очистки от меченого вещества при отработке; вырабатываемые нефтенасыщенные интервалы характеризуются неглубокой или средней зоной проникновения, пониженной степенью вытеснения и неполной очисткой от меченого вещества. Восстановление нейтронных свойств пласта происходит при длительной отработке.

Основу методики определения обводненного интервала импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого раствора составляют наблюдения за динамикой проникновения меченой жидкости в пласты в процессе ее закачки и вымыва ее из пласта при вызове притока.

Нейтронные характеристики основных химических соединений, используемых для приготовления меченых растворов

Химическое соединение	Характеристики соединения		Характеристики раствора		Примечание
	Плотность, г/см ³	Нейтронно-поглощающая способность, дс ⁻¹	Вид и концентрация	Нейтронно-поглощающая способность, дс ⁻¹	
Хлористый натрий	2,1	16 840	Раствор, 100 г/л	1 240	Практически не сорбируется на горных породах и скважинном оборудовании
Хлористый кальций	2,1	17 613	То же	1 280	То же
Хлористый калий	2	12 725	„	1 102	„
Соляная кислота	1,2	14 500	Раствор в воде (10—25) %	1 627	Растворяет хорошо карбонаты
Четыреххлористый углерод	1,6	19 025	Раствор, 100 г/л	1 627	Практически не сорбируется на горных породах и скважинном оборудовании
Октаборат натрия	1,6	170 355	То же	10 541	Сорбируется горными породами
Борная кислота	—	25 000	Раствор в воде	—	То же
Гадолиний азотно-кислый	2,6	3 350 000	Раствор в воде или метаноле	—	Сильно сорбируется горными породами

Признаком проникновения меченой жидкости в пласт является резкое уменьшение скорости счета на кривых, регистрируемых при импульсном нейтронном каротаже. Для выделения интервалов с глубиной проникновения раствора, меньшей радиуса исследования импульсного нейтронного каротажа, применяют обработку материалов по так называемому способу бокового нейтронного зондирования. Он состоит в корреляционном сопоставлении обратной величины среднего времени жизни нейтронов (декремента затухания) с логарифмом скорости счета на фиксированной временной задержке. В пластах с однородным в радиальном направлении насыщением призабойной зоны указанные параметры связаны линейной зависимостью. Радиально неоднородные интервалы выделяются как отклоняющиеся от линейной зависимости.

На рис. 27 исследования в скважине произведены при обводненности продукции 98 %. Судя по кривым электрического каротажа, продуктивный интервал сложен неоднородной толщей осадочных отложений и может быть представлен как два пласта, разделенных слабопроницаемой перемычкой. По кривой импульсного нейтронного каротажа, зарегистрированной в остановленной скважине, оба пласта выделяются высокой интенсивностью излучения приблизительно равной величины. На кривой этого метода, зарегистрированной после закачки в скважину 53 м^3 минерализованной воды плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ (на 15 % более высокой, чем плотность закачиваемой воды), регистрируемая интенсивность резко снизилась против нижнего пласта. В верхний пласт проникновения меченой жидкости не отмечается. После отработки скважины регистрируемая интенсивность, как видно из кривой на третьем замере, восстановилась до значений, близких к начальным.

На основании результатов исследований импульсным нейтронным каротажем можно сделать вывод, что заводнен закачиваемой водой нижний пласт, а верхний, несмотря на достижение скважиной предельной обводненности продукции, остается нефтенасыщенным.

Метод импульсного нейтронного каротажа с закачкой меченого раствора при определенных геолого-технических условиях может быть применен для оценки остаточного нефтенасыщения обводненного интервала продуктивного коллектора. Одно из условий — выбор для исследований промытых участков пласта с неподвижной нефтью. Признаком наличия в продуктивном разрезе таких пластов может служить работа скважины в течение продолжительного времени (не менее месяца) с устойчивым дебитом и обводненностью добываемой продукции. Необходимо также наличие достоверных сведений об абсолютной величине эффективной пористости исследуемого пласта.

Применение импульсного нейтронного каротажа для решения указанной задачи основано на проведении нескольких, не менее трех, закачек в пласт меченых жидкостей, контрастно различа-

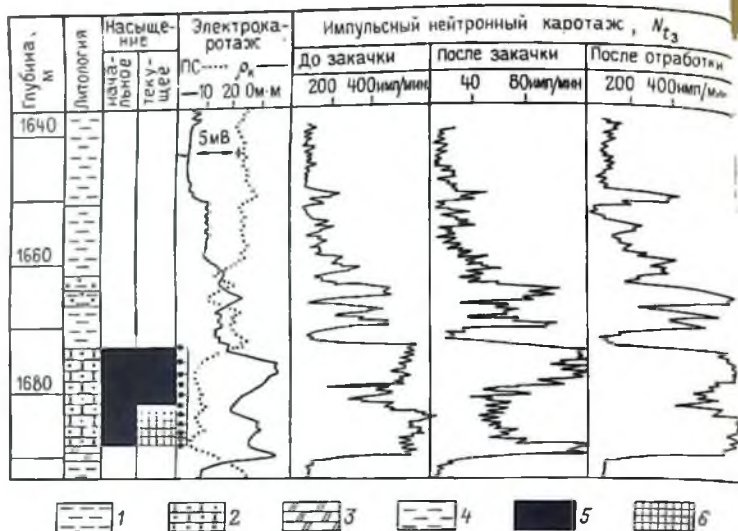


Рис. 27. Выделение обводненного интервала пласта методом меченых веществ.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевро. 4 — аргиллит; 5 — нефть; 6 — вода; N_{t3} — скорость счета на временной задержке.

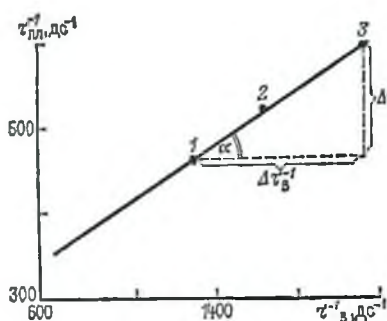


Рис. 28. Зависимость среднего времени жизни тепловых нейтронов пласта от среднего времени жизни тепловых нейтронов насыщающей жидкости.

1—3 — номера закачек меченой жидкости.

ющихся по нейтронным поглощающим свойствам, по соответствующего числа измерений нейтронных параметров исследуемого пласта. По результатам исследований строят зависимость декремента затухания нейтронов пласта $\tau_{пл}^{-1}$ от декремента затухания меченого раствора τ_b^{-1} (рис. 28). Тангенс угла наклона этой прямой к оси абсцисс соответствует емкости вытеснения нефти из пласта:

$$\operatorname{tg} \alpha = \Delta\tau_{пл}^{-1} / \Delta\tau_b^{-1} = k_{с. выт.}$$

При известной пористости пласта k_n можно вычислить степень вытеснения нефти

$$k_{выт} = k_{с. выт.} k_n$$

и остаточное нефтенасыщение пласта

$$k_{но} = 1 - k_{выт.}$$

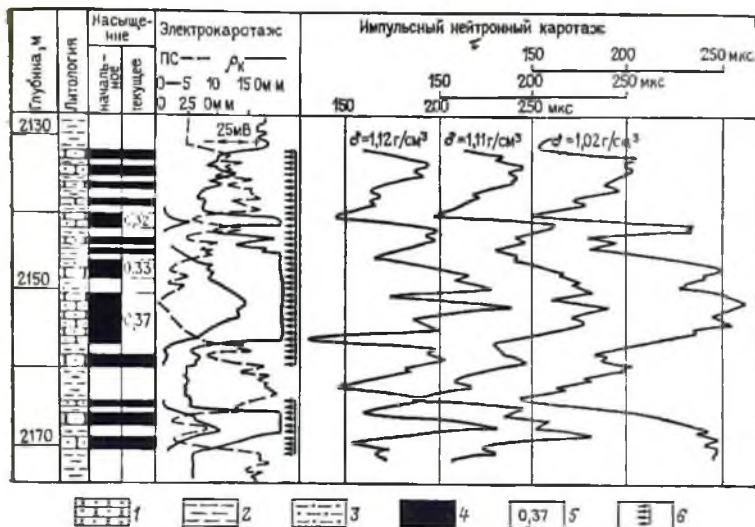


Рис. 29. Исследование скважины с целью определения остаточного нефтенасыщения импульсным нейтронным каротажем с закачкой в пласт растворов разной солености.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — алевролит; 4 — нефть; 5 — коэффициент остаточной нефтенасыщенности; 6 — интервал фильтра

В примере исследования скважины импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченой жидкости (рис. 29) продуктивный разрез сложен двумя пачками пластов, разделенными глинистой перемычкой. Каждая из пачек представляет собой переслаивание песчаников с непроницаемыми породами. Перфорацией вскрыта вся нефтенасыщенная толщина продуктивного разреза. Для выделения обводненных интервалов и оценки их остаточного нефтенасыщения в скважине проведен фоновый замер среднего времени жизни нейтронов и два замера этого параметра после закачки меченого раствора плотностью 1,11 и 1,12 г/см³. Наиболее интенсивные и стабильные изменения параметра τ зафиксированы в средней и подошвенной частях верхней продуктивной пачки, где залегают относительно мощные прослои песчаников. Вычисленная остаточная нефтенасыщенность составила 0,32—0,37 %.

Глава 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ В КРЕПИ СКВАЖИНЫ И ПРИТОКА ПОСТОРОННЕЙ ВОДЫ

Образование дефектов в крепи эксплуатационных скважин происходит в основном в интервалах, прилегающих к водонасыщенным участкам пластов, за счет коррозионных явлений, а

также может возникать в перемычках между совместно разбываемыми пластами при возрастании градиента давления. В нагнетательных скважинах дефекты крепи образуются за счет сильных знакопеременных воздействий давления и эрозионного воздействия потока закачиваемой воды. Основные причины образования дефектов в конструктивных элементах скважины — это коррозия стальных труб; разрушение цементного камня; разрушение сцепления цементного камня с породой или с колонной; потеря цементным камнем герметичности из-за несоответствия прочностных характеристик тампонажного материала личине градиента давления.

Для определения дефектов в крепи скважины применяются исследования методами цементометрии (акустической и гамма-плотностной), позволяющей изучать состояние цементного камня, и гамма-толщинометрии, предназначенной для диагностики обсадной колонны.

Дефекты крепи скважины, устанавливаемые по результатам акустической и гамма-плотностной цементометрии, характеризуют вероятность возникновения затрубных циркуляций жидкости и газа при наличии перепада давления между пластами. Наличие затрубных циркуляций в интервалах некачественно крепления скважины должны быть подтверждены результатами исследований других методов, позволяющих фиксировать движение жидкости и газа за колонной. К этим методам относятся термометрия, кислородный каротаж и метод меченого вещества.

По виду и размерам дефекты в крепи скважин могут быть объединены в две основные группы: объемные и щелевые. Объемные дефекты выявляются наиболее уверенно по результатам гамма-плотностной цементометрии. Показания акустической и цементометрии обусловлены объемными и щелевыми дефектами без их разделения. Поэтому однозначно классифицировать дефекты и дать им оценку позволяет лишь комплексное использование для исследований обоих методов.

АКУСТИЧЕСКАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ

Акустическая цементометрия скважин основана на измерении затухания продольной упругой волны, распространяющейся по обсадной колонне, цементному кольцу и породе от излучателя к приемнику. Затухание акустической волны во времени выражается формулой

$$A_2 = A_1 \exp [-\alpha (L_2 - L_1)],$$

где A_1 и A_2 — амплитуды регистрируемого сигнала на расстояниях соответственно L_1 и L_2 от излучателя; α — коэффициент поглощения упругой волны.

Коэффициент поглощения α зависит, главным образом, от состояния цементного камня за колонной, в частности от жест-

кости его контакта на границе между средами и от механической сплошности среды.

По мере распространения упругого импульса от источника к приемнику происходит перераспределение его энергии и спектра излучения между обсадной колонной, цементным камнем и горной породой.

Исходный акустический импульс в зависимости от условий на границах контактирующих сред разделяется на упругие волны нескольких типов, среди которых наиболее информативными для изучения качества крепи скважины являются продольные волны по колонне и породе. При этом низкая интенсивность колебания волны по колонне указывает на наличие жесткого контакта цементного камня с поверхностью колонны; высокая — на отсутствие сплошного контакта цементного кольца с колонной или на отсутствие твердого вещества (цементного камня) в затрубном пространстве. Регистрация волн, приходящих со скоростью, равной или близкой к скорости в породе, указывает на отсутствие препятствий (зазоров, каналов, разрывов, трещин) на пути ее распространения от источника к стенке скважины и обратно.

Для оценки качества крепи скважины, которое определяется состоянием контактов цементного камня с колонной и с породой, а также состоянием самого камня, применяют условный термин — плотность контакта. Применительно к каждой из границ в затрубном пространстве пользуются градациями: плотный контакт, отсутствие контакта и частичный контакт.

Плотный контакт на границе цемента с колонной или породой соответствует жесткому контакту сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины.

Под отсутствием контакта цементного камня с колонной понимается наличие в затрубном пространстве скважины промысловочной жидкости или незатвердевшего тампонажного материала, наличие зазоров и микрозазоров между стенками колонны и цементным кольцом, наличие разрыва сплошности цементного кольца. Под отсутствием контакта цементного камня со стенками скважины понимается наличие: сплошного зазора между цементным кольцом и стенками скважины, глинистой корки на стенках скважины, а также трещин или любых других дефектов в цементном кольце, препятствующих прохождению сигнала от измерительного зонда к горной породе и обратно и ослабляющих регистрируемый сигнал.

Под частичным контактом подразумевается наличие каналов и зазоров, простирающихся в радиальной плоскости, наличие некачественного цементного камня с низкой прочностью или высокой проницаемостью.

В состав регистрируемых непрерывно кривых входят (рис. 30):

$A_{ик}$ — пиковое или суммарное значение амплитуды волны во временном окне, длительностью до 100—120 мкс, начиная с вре-

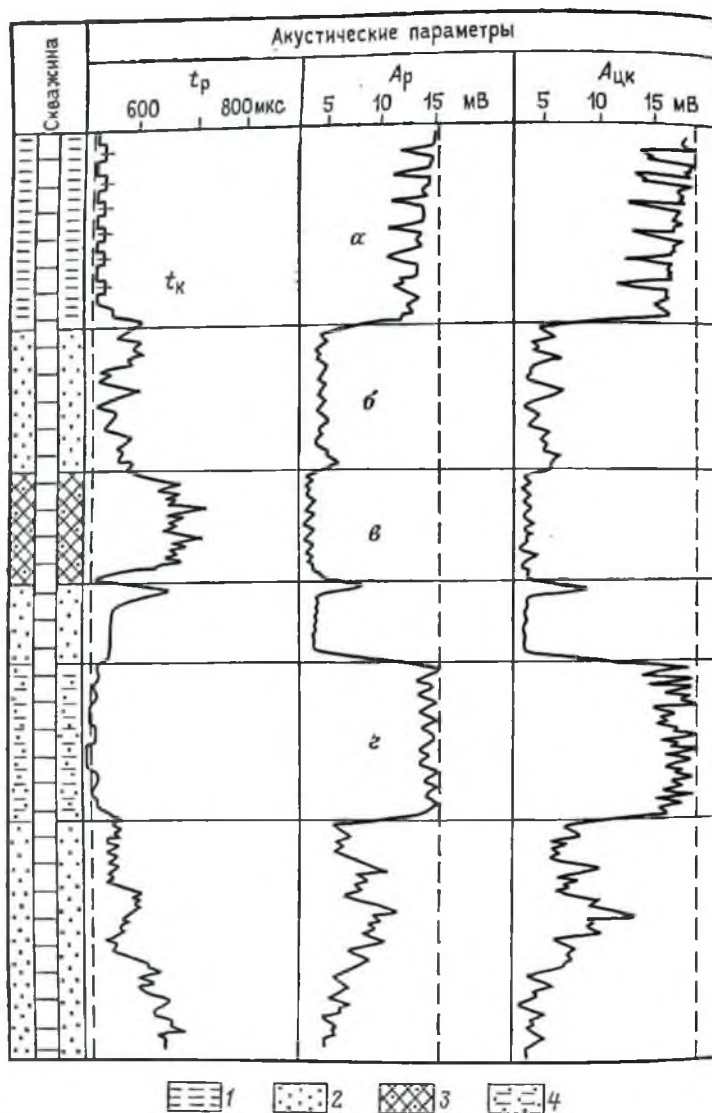


Рис. 30. Информационные параметры, используемые для оценки качества цементации скважины в акустической цементометрии.

1 — промысловая жидкость; цемент. 2 — частично соприкасающийся с колонной и стенками скважины. 3 — плотно контактирующий с колонной и стенками скважины. 4 — контактирующий с колонной и стенками скважины

мени первого вступления волны по колонне (приблизительно спустя 480 мкс после посылки импульса излучателем). Этот параметр — основной, поскольку отображает величину амплитуды

по свободной (незацементированной) колонне или обобщенной волны по колонне, цементному кольцу и породе;

A_p — пиковое или суммарное значение амплитуды во временном окне до 100—120 мкс, считая от момента вступления волны по породе. Этот параметр регистрируется в качестве дополнительной информации;

t_p — время пробега первого вступления волны (продольной). В случае свободной колонны t_p включает в себя двойное время пробега волны по промывочной жидкости и время по колонне (t_k); в зацементированных интервалах скважины — двойное время по промывочной жидкости и цементному кольцу, время распространения обобщенной волны по колонне и горной породе.

Как видно из рис. 30, для незацементированного участка скважины a характерно следующее соотношение регистрируемых параметров

$$t_p \approx t_k; A_p = A_{\text{шк}} = A_k,$$

где A_k — амплитуда волны в свободной колонне.

В свободной колонне на кривых всех трех параметров четко фиксируются муфтовые соединения резкими изменениями величины сигнала, расстояние между которыми кратно длине труб.

Для качественного состояния крепи (плотный контакт) характерно соотношение параметров

$$t_p > t_k (v_p \leq v_k); A_{\text{шк}} = 0; A_p \neq 0.$$

Такому условию на рисунке отвечает участок скважины $в$. Против интервалов разреза с наличием дефектов в крепи (отсутствие контакта) соотношение параметров

$$t_p \leq t_k (v_p \geq v_k); A_{\text{шк}} \approx A_p < A_k.$$

Такому условию отвечает интервал $г$. На участке $б$ имеет место наиболее распространенное соотношение акустических параметров, соответствующее градации частичный контакт.

Исследования скважины по изучению состояния крепи выполняются с помощью специальной аппаратуры — акустических цементомеров (табл. 12).

Аппаратура состоит из скважинного прибора и наземной панели с блоком питания. В скважинном приборе размещены излучатель и приемник акустических сигналов; звукоизоляторы; генератор для возбуждения излучателя; усилитель сигналов, электрически соединенный с приемником и жилой геофизического кабеля.

Наземная панель содержит все блоки, необходимые для питания и управления работой радиосхемы скважинного прибора, а также для обработки и преобразования акустических параметров в форму, пригодную для регистрации на осциллографах каротажных станций.

Технические характеристики акустических цементомеров

Параметр	АКЦ-1	АКЦ-4	АКЦ-60Н
Собственная частота акустических преобразователей, кГц	25	25	33
Частота посылок упругих импульсов, Гц	25	25	25
Диаметр обсадных колонн, мм	100—406	100—406	80—406
Предельное допустимое давление окружающей среды, МПа	40	120	120
Максимальная допустимая температура окружающей среды, °С	190	200	200
Динамический диапазон, дБ	30	30	60
Длина зонда, м	2,5	2,8	1,7
Габариты, мм:			
длина	3000	3500	3300
диаметр	80	80	60
Масса, кг	60	70	50
Допустимый угол отклонения скважины от вертикали в колонне диаметром 146 мм, градус	50—70	50—70	50—70

ГАММА-ПЛОТНОСТНАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ

Гамма-плотностной метод изучения качества крепи скважины основан на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества основных сред, окружающих скважину в интервале продуктивного разреза. Так как плотность цементного камня ($1,8—1,9 \text{ г/см}^3$) в большинстве случаев больше, чем плотность промывочной жидкости или воды ($1,0—1,3 \text{ г/см}^3$), против зацементированной части скважины интенсивность рассеянного гамма-излучателя обычно значительно ниже, чем в незацементированном интервале.

Основными средами, определяющими интенсивность регистрируемого рассеянного гамма-излучения в обсаженной скважине, являются металлическая колонна труб, горная порода, цементный камень или жидкость в затрубном пространстве. Если принять влияние первых двух факторов постоянным, то показания метода рассеянного гамма-излучения будут зависеть преимущественно от толщины слоя, плотности вещества в затрубном пространстве и плотности горных пород. В наиболее распространенных конструкциях нефтяных скважин диапазон изменения толщины слоя вещества в затрубном пространстве может составлять от 23,5 до 63,5 мм при центрированной колонне и от 0 до 127 мм при нецентрированной колонне.

Большой диапазон изменения плотности вещества в затрубном пространстве позволяет оценивать методом рассеянного гамма-излучения дефекты цементирования и определять эксцентриситет

Таблица 13

Технические характеристики гамма-плотностных цементометров

Параметр	ЦМТУ-1	ЦМ (8-10)	СГДТ-2
Номинальные диаметры колонн исследуемых скважин, мм	146; 168	219; 245; 273	146; 168
Диапазоны измерения:			
толщины стенки обсадной колонны, мм	—	—	5—12
плотности вещества в затрубном пространстве, г/см ³	—	—	1,0—2,0
Пределы основной абсолютной погрешности:			
при измерении толщины стенки колонны, мм	—	—	±0,25
при измерении плотности вещества в затрубном пространстве, г/см ³	—	—	±0,15
Число измерительных каналов	3	4	2
Источник излучения	Цезий-137	Цезий-137	Цезий-137, тулий-170
Рабочий диапазон температур, °С	90—120	90—150	90—120
Предельное внешнее давление окружающей среды, МПа	60	30	50
Максимальный угол наклона ствола скважины, градус	25	30	50
Габариты, мм:			
диаметр без вытеснителей	110	175	110
максимальный диаметр с вытеснителем	130	—	132
длина	2400	1500	2700
Масса, кг	85	90	105

триситет обсадной колонны относительно стенок скважины. С помощью гамма-плотностной цементометрии при исследовании скважины могут определяться: интервалы, содержащие различные по плотности тампонажные смеси; характер заполнения затрубного пространства тампонажным материалом; эксцентриситет колонны в скважине; плотность вещества в затрубном пространстве; средняя по периметру толщина стенки труб обсадной колонны; местоположение соединительных муфт, центрирующих фонарей, специальных лакеров и т. п.; механический и коррозионный износ труб обсадной колонны.

В гамма-плотностной цементометрии используются два принципа изучения интенсивности рассеянного гамма-излучения по кольцевому периметру обсадной колонны. В установках (табл. 13), реализующих первый принцип, содержится источник и несколько (чаще 3) детекторов гамма-излучения, расположенных равномерно по периметру прибора симметрично относительно его оси. Детекторы взаимно экранированы, каждый из них дает информацию, фиксируемую в виде отдельной кри-

вой. Совокупность кривых, записанных в одинаковом масштабе, представляет диаграмму гамма-плотностной цементометрии.

Установка, реализующая второй принцип, состоит из источника и одного детектора, расположенных по оси прибора. Детектор помещен в кольцевой экран из свинца с радиальным углом, имеющим угловой размер $30-60^\circ$. Экран с помощью электродвигателя и редуктора равномерно вращается с частотой $6-7$ об/мин, за счет чего обеспечивается регистрация интенсивности рассеянного гамма-излучения по периметру обсадной колонны и по глубине скважины.

Обе измерительные установки центрируются относительно оси скважины, что обеспечивает идентичность геометрических и физических характеристик всех зондов в приборах первого типа и независимость их от угла поворота экрана в приборе второго типа.

Поскольку на результатах измерения при гамма-плотностной цементометрии кроме характеристик среды в заколонном пространстве сказывается толщина стенки обсадной колонны, некоторые виды цементометров содержат установки, измеряющие эту величину.

На рис. 31 видно, что при эксцентричном расположении колонны в скважине, близкой по сечению к кругу, форма круговой диаграммы интенсивности рассеянного гамма-излучения близка к синусоиде независимо от состава заполняющего заколонное пространство вещества, если оно однородно. Интенсивность излучения $I_{рп}$ (раствор—порода) при заполнении заколонного пространства жидкостью значительно выше, чем интенсивность $I_{цп}$ (цемент—порода) при заполнении этого пространства тампонажным материалом. Если колонна соосна со скважиной, круговые диаграммы в обоих случаях становятся близкими к прямым. При этом интенсивность излучения в случае заполнения заколонного пространства жидкостью остается значительно более высокой, чем при заполнении цементом.

При наличии в цементном камне дефекта в форме капа круговая диаграмма имеет форму неправильной синусоиды. Если дефект находится в толстом слое цементного кольца (вдали от колонны), асимметричность синусоиды нарушается за счет увеличения ширины отрицательного периода, а если он прилегает к колонне и стенкам скважины — у синусоиды увеличивается ширина положительного периода.

Рассмотренные выше формы круговых диаграмм интенсивности рассеянного гамма-излучения находят отражение на кривых гамма-плотностной цементометрии, регистрируемых при движении прибора по скважине (рис. 32).

При центрированном положении колонны, если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности, отклонения на кривой дефектограммы от среднего значения невелики и определяются статистическими флуктуациями излучения и погрешностью измерений. Наоборот, при эксцентричном поло-

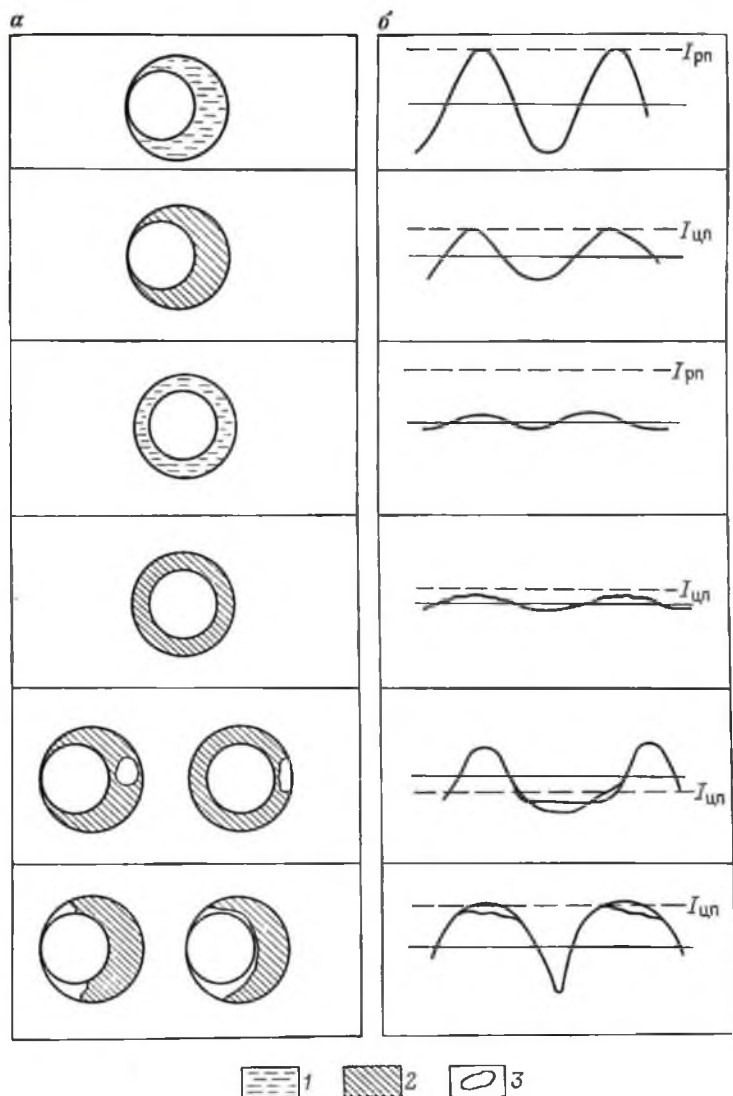


Рис. 31. Поперечные сечения скважины (а) и диаграммы интенсивности рассеянного гамма-излучения I_{pn} при наличии и отсутствии дефектов в цементном кольце заколонного пространства скважины (б).

I — промывочная жидкость; 2 — цемент; 3 — пустоты в цементном камне

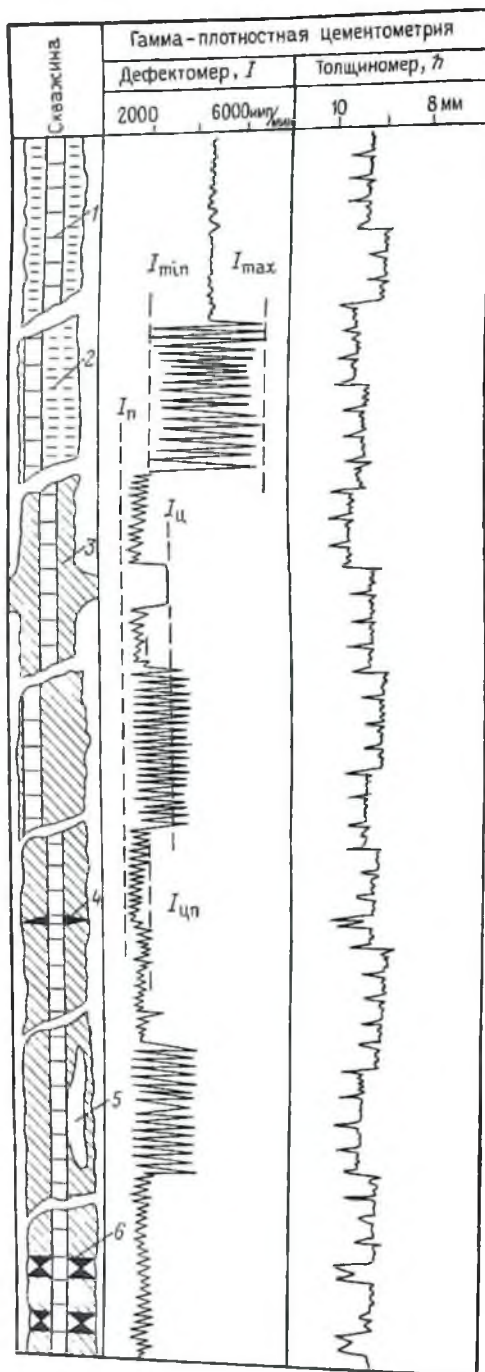


Рис. 32. Информационные параметры, используемые для оценки качества крепи скважины гамма-плотностной цементометрии.

1 — муфтовое соединение; 2 — промывочная жижа; 3 — цемент; 4 — центральный фонарь; 5 — пустоты в цементном камне; 6 — кер.

нии колонны в скважине, а также при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем, когда плотность среды по разным радиальным направлениям неоднородна, отклонения на кривой увеличиваются.

Отношение $I_{\max}/I_{\min}$ увеличивается при увеличении эксцентриситета колонны, плотности пород и уменьшается при увеличении плотности среды в затрубном пространстве. Показания $I_{\min}$ в значительной степени отражают плотность горных пород, а $I_{\max}$ — в основном плотностную характеристику вещества в затрубном пространстве.

Поскольку плотность цементного камня значительно меньше плотности горных пород (2,3—2,8 г/см³), в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны. Минимальные и максимальные величины интенсивности рассеянного гамма-излучения в хорошо зацементированной каверне будут одинаковыми, так как глубинность гамма-плотностного метода меньше толщины слоя цемента в каверне. Показания в достаточно больших по размерам кавернах I_c могут служить показателем для выделения зон с неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем (односторонняя заливка вследствие эксцентриситета колонны, каналы в цементном камне), поскольку против них должны быть большие отклонения на кривой дефектограммы. Показания против интервалов с некачественным цементированием будут также значительно более высокими, чем против хорошо зацементированных интервалов.

Для регистрации толщинограммы в гамма-плотностном цементометре содержится специальный радиометрический канал с источником мягкого излучения, имеющий значительно меньший радиус исследования, чем канал дефектомера.

Помимо толщины стенки обсадной трубы на толщинограмме отмечаются муфтовые соединения, центрирующие фонари, пакеры и пакер-фильтры. Положение в скважине центрирующих фонарей отмечается в виде двух выбросов, следующих один за другим, тогда как для муфтовых соединений характерен один выброс. Интервалы установки пакеров и пакер-фильтров характеризуются повышенным поглощением рассеянного гамма-излучения и отмечаются поэтому снижением уровня регистрируемой интенсивности.

Исследования по изучению качества крепи скважины выполняются периодически в течение всего времени эксплуатации скважины. Первые исследования проводятся непосредственно перед сдачей скважины промыслу для установления дефектов строительства скважины или ее капитального ремонта. Они используются в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов по методике временных исследований.

В примере, приведенном на рис. 33, объектом эксплуатации является нефтяной пласт водоплавающей залежи. По акустиче-

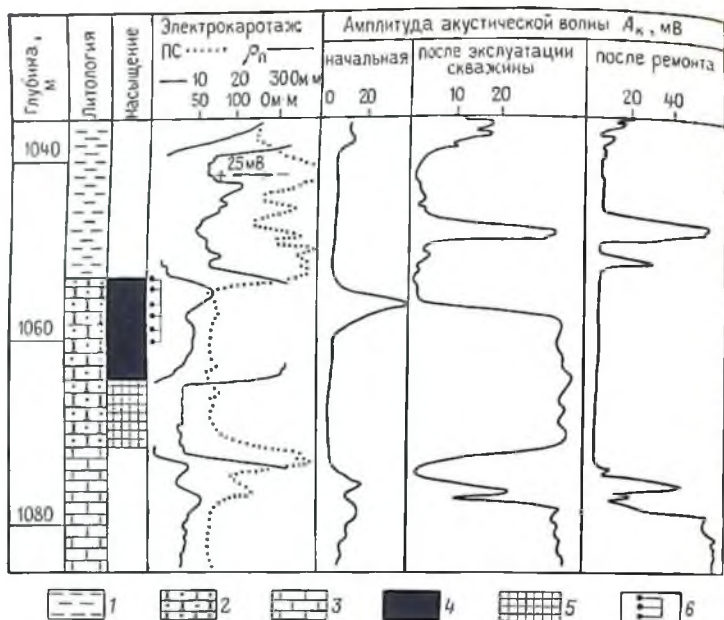


Рис. 33. Пример оценки качества крепи скважины по временным замерам акустическим цементом.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — известняк; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — интервал фильтра

ской цементограмме, зарегистрированной после завершения строительства скважины, по большей части продуктивного разреза отмечается наличие плотного контакта цементного камня с колонной. Лишь в кровле нефтенасыщенной части пласта амплитуда волны по колонне имеет высокое значение, соответствующее частичному контакту.

В процессе эксплуатации резко возросла и достигла 95 % отводненность продукции скважины при дебите 130 м³/сут. По вторичной цементограмме (средняя колонка) свидетельствует, что в скважине нарушилось сцепление цементного камня с колонной во всем интервале продуктивного разреза и соответственно изоляции интервала перфорации от водоносной части пласта. Амплитуда акустической волны возросла до значений, соответствующих отсутствию контакта цементного камня с колонной.

Для изоляции подошвенной воды от интервала перфорации в скважине был произведен тампонаж пласта под давлением. По цементограмме, зарегистрированной после ремонтных работ видно, что дефект крепи устранен успешно, а скважина стала работать с прежним дебитом при обводненности продукции менее 15 %.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИНЫ

Среди методов, позволяющих фиксировать движение жидкости и газа за обсадной колонной, основным является термометрия, а при выявлении движения нефти — даже единственным. Признаком загрубной циркуляции по данным термометрии служит уменьшение градиента температуры в перемычке между пластами (вплоть до нуля), а в некоторых случаях и проявление дроссельной аномалии против пласта — источника перетока. При перетоке газа и закачиваемой воды с температурой ниже пластовой воды температурная аномалия в пласте — источнике перетока может быть отрицательной. Надежные результаты при выявлении негерметичности цементного кольца между пластами дают исследования с закачкой в интервал перфорации меченого раствора.

Из приведенных на рис. 34 кривых случай *а* соответствует ситуации, когда в скважине, остановленной в связи с обводнением продукции, провели измерения методом термометрии. Кривые показывают, что против обоих пластов имеются аномалии температуры, обусловленные дроссельным эффектом от движения жидкости по пласту. При этом против нижнего пласта аномалия отрицательная, как следствие движения по нему закачиваемой воды с температурой более низкой, чем температура пластовой воды.

Исследования методом меченого вещества подтверждают показания термометрии. Свидетельством наличия заколонного сообщения между перфорированным нефтяным пластом и залегающим ниже него водоносным пластом является проникновение активированного радиоактивными изотопами раствора в нижний пласт.

Случай *б* — исследования выполнены в процессе работы скважины с большей обводненностью добываемой продукции. Характерные признаки нарушения герметичности цементного стакана ниже интервала перфорации: проявление дроссельного эффекта в неперфорированном пласте; близкий к нулю градиент температуры в непроницаемой перемычке между пластами; отсутствие проявления дроссельного эффекта в подошве перфорированного пласта.

Исследования методом меченого вещества показывают наличие аномалии гамма-излучения не только против перфорированного интервала, через который была произведена закачка раствора, активированного радиоактивными изотопами, но и против неперфорированного водоносного пласта.

Случай *в* — из-за нарушения герметичности цементного кольца в работе вместе с перфорированным нефтяным пластом участвует неперфорированный водоплавающий нефтяной пласт. На фоне монотонного уменьшения температуры, свидетельствующего о вертикальном движении флюида по пласту, отмечаются не-

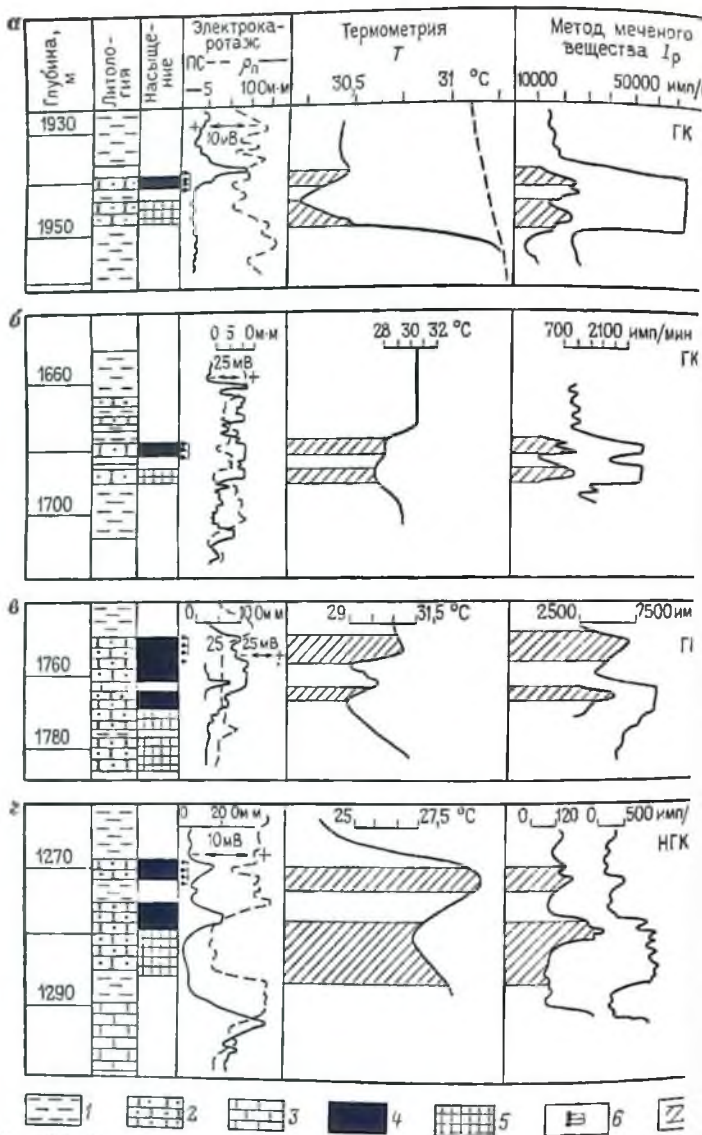


Рис. 34. Конфигурация кривых методов термометрии и меченого при наличии перетока жидкости по цементному кольцу в затрубном пространстве скважины.

1 — глина, 2 — песчаник, 3 — известняк, 4 — нефть, 5 — вода, 6 — интервал
7 — сообщающиеся интервалы, возникшие в результате перетока по цемент-
цу, а и б — перетоки между перфорированными частями продуктивного раз-
2 — перетоки из неперфорированных интервалов продуктивного разреза

большие локальные положительные аномалии против нефтенасыщенных интервалов пласта. Измерения гамма-активности пород после закачки в скважину активированного радиоактивными изотопами раствора показывают проникновение его в оба нефтенасыщенных интервала продуктивного коллектора.

Случай 2 — исследования в скважине были выполнены при переводе ее из добывающей в нагнетательную. Измерение температуры было сделано сразу же после остановки скважины. Интенсивная по величине и большая по мощности аномалия температуры показывает, что нижней границей отдающего интервала являлась неперфорированная часть водоплавающего нефтяного пласта. Для проверки скважины на герметичность цементного кольца в ней были проведены исследования методом импульсного нейтронного каротажа по способу меченого вещества. В качестве последнего использована нагнетаемая в нефтяную залежь неминерализованная вода, имеющая нейтронную поглощающую способность около $100-120 \text{ дс}^{-1}$, т. е. в 20—25 раз меньшую, чем у пластовой воды.

Первый замер импульсного нейтронного каротажа (левая кривая) был сделан сразу же после остановки скважины при насыщении водонасыщенной части продуктивного коллектора минерализованной водой. По нему четко отметилось положение водонефтяного контакта в пласте на глубине 1280 м. Второй замер (правая кривая) был произведен через несколько месяцев после работы скважины в качестве нагнетательной. По нему видно, что в водоносной части пласта интенсивность нейтронного излучения повысилась до уровня, соответствовавшего показаниям против нефтенасыщенной части пласта на первом замере. Это свидетельствует о наличии в скважине гидродинамической связи между перфорированной и неперфорированными частями продуктивного коллектора.

Для выявления заколонной циркуляции газа из газонасыщенной части разреза наряду с термометрическими измерениями используются временные замеры обычным нейтронным или импульсным методами каротажа. Следствием наличия гидродинамического сообщения этих интервалов с соседними пластами или скважиной является возрастание интенсивности излучения в результате формирования локальных скоплений газа в прискважинной зоне.

В качестве меченого вещества при выявлении заколонной циркуляции жидкости используются короткоживущие гамма-излучатели, присутствие которых в прискважинной зоне продуктивного разреза после закачки в скважину фиксируется обычной аппаратурой радиоактивного каротажа. Для скважинных исследований применяют водные и нефтяные растворы легкосорбирующихся химических соединений, меченных радиоактивными изотопами (табл. 14) с малым периодом полураспада (несколько суток и часов).

Характеристики радиоактивных гамма-изотопов,
применяемых в качестве меченого вещества

Радио- активный изотоп	Период полу- распада $T_{1/2}$	Энергия излучения, МэВ	Гамма- актив- ность, $3,7 \cdot 10^7$ расп./с	Радиоактивное вещество в водном растворе	Примечание
$^{131}_{53}\text{I}$	8,1 сут	0,364 0,037	0,27	Иод, натрий или калий, подобензол	Не сорбируется породами и об- орудованием скважины
$^{95}_{40}\text{Zr}$	65 сут	1,12 0,51	0,34	Соли циркония	Сорбируется породами и оборудованием скважины
$^{59}_{26}\text{Fe}$	45,1 сут	1,29 1,10	0,74	Хлористое желе- зо	То же
$^{24}_{11}\text{Na}$	14,9 ч	2,75 1,37	2,26	Углекислый нат- рий	Слабо сорбир- ется горными породами и скважинным обо- рудованием
$^{56}_{25}\text{Mn}$	2,5 ч	2,1 1,3 0,84	1,0	Марганцевокис- лый калий	То же

Радиоактивные изотопы, период полураспада которых из-
меряется часами, готовятся на месте использования в спе-
циальных транспортировочных реакторах путем облучения
раствора активируемого вещества ампульными нейтрон-
ными источниками большой мощности. Таким образом на та-
кой установке ТАУ приготавливаются непосредственно
скважине изотопы ^{24}Na в виде раствора соли и ^{56}Mn в виде
раствора марганцевокислого калия.

Необходимо отметить, что, несмотря на высокую эффек-
тивность исследований скважин по способу меченого веще-
ства, применять его для выявления заколонной циркуляции жид-
кости следует в исключительных случаях, когда эту задачу не
полностью решают исследования методами цементометрии и термометрии.
При высоком давлении в пласте — источнике заколонной
циркуляции закачка активированного меченым веществом рас-
твора может не дать достоверного результата. Кроме того, в сква-
жинах, в которых перфорированный пласт отделен от непер-
форированного перемишкой малой толщины, при закачке меченого
раствора с созданием большой репрессии на пласт возможно
нарушение герметичности доброкачественного цементного ко-
лонета, т. е. создание искусственной затрубной циркуляции жид-
кости.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Основные приемы обработки призабойной зоны — гидравлический разрыв, термогазохимическое воздействие и химическая обработка предусматривают восстановление и повышение производительности пласта на основе улучшения фильтрационных характеристик системы скважина — пласт.

Гидравлический разрыв пласта направлен на расширение имеющихся в коллекторе естественных и создание новых трещин путем нагнетания в призабойную зону жидкости под давлением, превышающим горное давление и прочностные характеристики породы. Применяемые при гидравлическом разрыве рабочие жидкости содержат несколько компонентов: для создания трещины (вода, нефть), закрепления раскрытости трещины (песок, затворенный в воде или нефти), вытеснения песка в пласт и очистки скважины (вода, нефть).

Термогазохимическое воздействие на призабойную зону пласта основано на действии энергии пороховых газов, образующихся при сгорании пороховых зарядов в специальных скважинных устройствах — пороховых генераторах давления бокового действия ПГД.БД и аккумуляторах давления АДС, опускаемых в скважину на геофизическом кабеле. За счет комплексного воздействия на призабойную зону давления, температуры и пороховых газов в пласте происходит гидроразрыв и улучшается относительная проницаемость коллектора. Возникающее при горении порохового заряда пиковое давление на забое скважины значительно превышает горное давление, а температура прогрева околоскважинного пространства достигает 300—500 °С.

Химическая обработка призабойной зоны предусматривает улучшение проницаемости в системе скважина—пласт за счет растворения в коллекторе карбонатных или силикатно-глинистых компонент минерального каркаса.

Исходя из задач указанных приемов обработки призабойной зоны пласта оценка эффективности проведенного мероприятия в скважине геофизическими методами может быть сведена к определению охвата эффективной толщины коллектора обработкой и происходящих изменений в профилях притока или поглощения жидкости.

Основные методы исследований по оценке эффективности обработки призабойной зоны гидроразрывом, термогазохимическим воздействием и закачкой кислот — способы меченого вещества, термометрия и расходомертия. Применение метода меченого вещества основано на возможности активирования радиоактивными изотопами песка, доставляемого в пласт посредством жидкости-песконосителя для закрепления трещин гидро-

разрыва, и установления местоположения этих трещин при проведении исследований гамма-каротажем. Применение термометрии базируется на отличии температуры воды, нагнетаемой в пласт при гидроразрыве, от пластовой температуры, в результате чего местоположение трещин может быть зафиксировано по аномалиям температурного поля. При термогазохимическом воздействии места прорыва газов и горячей воды в пласт трещинам могут быть установлены также по аномалиям температурного поля. Применение расходомерии основано на изменении проницаемости при скважинной зоны в результате образования трещин гидроразрыва, увеличения эффективной пористости при растворении карбонатного или силикогелистого цемента в кислотах, изменения смачиваемости поверхности нового пространства и очистки его от парафина и смол под действием пороховых газов и др., за счет чего могут быть зафиксированы изменения в профилях притока или поглощения жидкости.

Форма кривых термометрии, расходомерии и метода измерения количества вещества при оценке эффективности обработки призабойной зоны гидроразрывом, термогазохимическим воздействием закачкой кислоты приведены на рис. 35.

В случае *а* с целью оценки эффективности обработки призабойной зоны пласта способом гидроразрыва в последнюю порцию песка добавили небольшое количество активированной радиоактивной двуокисью железа ^{59}Fe ионообменной смолы. Хотя сорбируемость этого изотопа использовалась для создания твердых частиц меченого вещества стабильной радиоактивности. В процессе закачки в скважину жидкости-песконосителя продавочной жидкости проведены измерения радиоактивности гамма-каротажным методом. Аномалии радиоактивности отмечаются в подошве верхнего пласта песчаника и по всей толщине нижнего коллектора. Динамика регистрируемого излучения, выполненная последовательно один за другим трех замеров гамма-каротажа показывает, что уменьшение радиоактивности (в данном случае связанное с оттеснением активированного песка в глубь пласта) происходит в нижнем пласте. В верхнем пласте заметного изменения радиоактивности не наблюдается, хотя она значительно выше естественной радиоактивности пласта, зарегистрированной до начала работ по обработке призабойной зоны пласта. На основании этого можно сделать вывод, что максимальный эффект от гидроразрыва (создание системы трещин и улучшение гидродинамической связи в системе скважина—пласт) получен в нижнем пласте продуктивного разреза.

В случае *б* метод меченого вещества применен для оценки эффективности кислотной обработки призабойной зоны пласта. Здесь также в интервал перфорации закачана кислота, активированная радиоактивным изотопом, но в отличие от рассмотренного выше случая применен несорбирующийся порошкообразный изотоп ^{137}I . Интервалу, обработанному кислотой, соответствующий

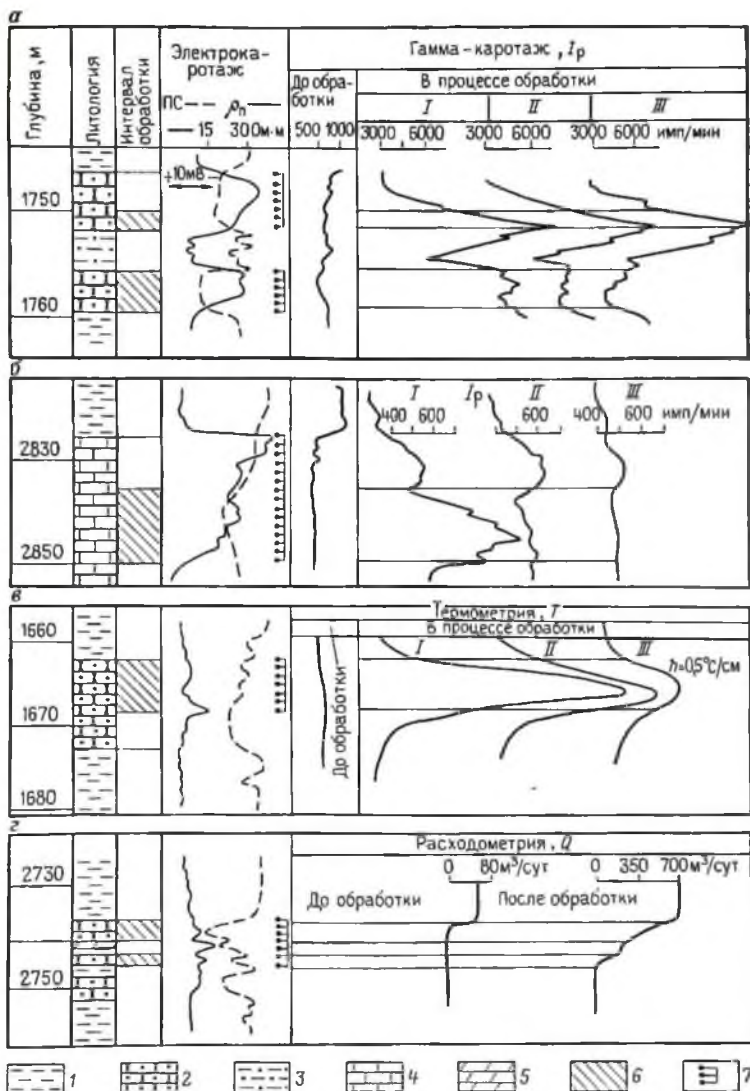


Рис. 35. Примеры оценки эффективности обработки прискважинной зоны пласта геофизическими методами.

Выделение интервала: а — охваченного гидроразрывом, б — обработанного кислотой, в и г — охваченного термогазохимическим воздействием; I—III — номера замеров. 1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — аргиллит; 5 — известняк; 6 — интервал обработки; 7 — интервал фильтра

повышенные и высокие значения интенсивности излучения первой кривой гамма-каротажа. В процессе продавливания лоты значительно уменьшилась (замер II), а затем вообще исчезла (замер III) аномалия радиоактивности против нижней части продуктивного коллектора. Это свидетельствует о значительном увеличении проницаемости этого интервала приращенной зоны пласта в результате кислотной обработки.

Случай *в* — характерный пример применения термометра для оценки эффективности термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта. Три термограммы, зарегистрированные после проведения в скважине работ с пороховым генератором давления ПГД.БК последовательно одна за другой небольшим интервалом времени, характеризуются симметричной относительно центра пласта формой. Такая форма термограммы обычно бывает тогда, когда в пласте происходит гидроразрыв с образованием сети горизонтальных трещин. Если термограмма, зарегистрированная после обработки призабойной зоны пороховыми газами, имеет несимметричную форму, говорит о том, что гидроразрыв произошел с образованием одной горизонтальной трещины, наиболее часто располагающейся на контакте пласта с вмещающими породами. Расплывчатая форма термограммы указывает на вероятность возникновения в пласте при гидроразрыве вертикальных трещин.

В случае *г* для оценки эффективности термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта применен метод радиометрии. До работ в скважине с пороховым генератором давления ПГД.БК проницаемость скважины составляла 60–70 м³/сут. После обработки призабойной зоны пласта пороховыми газами проницаемость возросла до 700 м³/сут. При этой закачке оказалась охвачена вся эффективная толщина пласта.

Применение способа термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта в эксплуатационных скважинах, переводимых в категорию нагнетательных после прекращения добычи нефти, позволяет не только восстанавливать проницаемость ухудшенную при эксплуатации пласта, но и улучшать фазовую проницаемость по воде.

Глава 10

РАЗОБЩЕНИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ

В процессе ремонтных работ на скважинах для оперативного выполнения отдельных технологических операций проводятся геофизические работы с использованием энергии взрыва и эксплуатационных пластов. Наиболее распространенными являются операции по установке в скважинах разобщающих

Технические характеристики пакеров ВП

Параметр	ВП88	ВП92	ВП102	ВП110	ВП118	ВП135
Наружный диаметр корпуса, мм	88	92	102	110	118	135
Внутренний диаметр обсадной трубы, мм						
минимальный	93,6	100,3	109	117,7	125,2	144
максимальный	98,3	102,3	115	124	133	152
Максимальное допустимое гидростатическое давление, МПа	60	60	60	60	60	60
Максимальная разность гидростатического давления в частях скважины, разделенных пакером, МПа	15	15	15	15	15	15
Максимальная допустимая температура окружающей среды, °С	120	120	120	120	120	120
Максимальная допустимая осевая нагрузка, кН	1140	1230	1560	1810	2080	2720
Длина, мм	475	490	535	570	605	605
Масса, кг	5,15	6,30	7,90	9,64	11,62	15,68

сти через насосно-компрессорные трубы, изоляции мест нарушения эксплуатационной колонны.

Кольцевой взрывной пакер КВП (табл. 17) — как и пакер ПВЭ, имеет проходное отверстие и предназначен для изоляции верхнего или среднего пласта либо части его в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, а также для отсечения неисправного участка обсадных труб в этих скважинах. Конструктивно выполнен в виде двух узлов, каждый из которых является самостоятельным уплотняющим устройством. Под действием давления пороховых газов верхнее и нижнее уплотнения необратимо деформируются до полного прилегания к стенкам скважины, изолируя участок обсадной трубы.

Шлипсовый взрывной пакер ВПШ (табл. 18) — обладает повышенной проходимостью, благодаря уменьшенному наружному диаметру, и максимальной унификацией с пакерами других типов. Предназначен для установки разобщающих мостов при понтервальном испытании эксплуатационных об-

Таблица 16

Технические характеристики пакеров ПВЭ

Параметр	ПВЭ118	ПВЭ135	ПВЭ146	ПВЭ182
Наружный диаметр корпуса, мм	118	135	146	182
Внутренний диаметр обсадной трубы, мм:				
минимальный	125,7	144,7	155,8	195,1
максимальный	133,0	152,3	163,8	205,1
Максимальное допустимое гидростатическое давление, МПа	147	147	147	147
Максимальная допустимая температура окружающей среды, °С	150	150	150	150
Перепад давления над и под пакером, МПа	50	50	35	35
Допустимая осевая нагрузка на сдвиг, кН	500	500	750	1000
Длина, мм	900	900	915	1000
Масса, кг	34,4	48,4	55,9	93,6

Таблица 17

Технические характеристики пакеров КВП

Параметр	КВП118	КВП135
Наружный диаметр корпуса, мм	118	135
Внутренний диаметр обсадной трубы, мм:		
минимальный	125,2	144
максимальный	133	152
Длина верхнего узла, мм	700	700
Длина нижнего узла, мм	700	740
Максимальное допустимое гидростатическое давление, МПа	30	30
Максимальная температура окружающей среды, °С	120	120
Максимальное давление в пласте, подлежащем изоляции, МПа	20	20
Максимально допустимая осевая нагрузка на установленный в скважине пакер, кН	500	500
Минимальный диаметр проходного сечения в скважине после установки пакера, мм	82	100
Масса, кг	45	65

ектов в скважинах в экстремальных геолого-технических условиях.

Пакер взрывной ПВЦ (табл. 19) — для изоляции верхних интервалов при эксплуатации нижних пластов, установки герметичной пробки над пластом при переходе на испытание вышележащего объекта и закачки в призабойную зону скважи-

Технические характеристики пакеров ВПШ

Параметр	ВПШ82	ВПШ102
Наружный диаметр корпуса, мм	82	102
Внутренний диаметр обсадной трубы, мм:		
минимальный	88	109
максимальный	98	122
Максимальное допустимое гидростатическое давление, МПа	150	150
Максимальная допустимая температура окружающей среды, °С	200	200
Максимальная разность гидростатического давления в частях скважины, разделенных пакером, МПа	50	50
Длина, мм	375	404
Масса, кг	9,6	15,6

Таблица 19

Технические характеристики пакеров ПВЦ

Параметр	ПВЦ110	ПВЦ118	ПВЦ135
Наружный диаметр корпуса, мм	110	118	135
Внутренний диаметр обсадной трубы, мм:			
минимальный	117,7	125,2	144
максимальный	124	133	152
Максимальное допустимое гидростатическое давление, МПа	150	150	150
Максимальное допустимое давление цементирования, МПа	30	30	30
Максимальная допустимая температура окружающей среды, °С	150	150	150
Минимальный диаметр проходного отверстия в штоке пакера, мм	25	25	25
Длина, мм	605	605	625
Масса, кг	22,5	24,6	31,7

ны цементного раствора под давлением. Благодаря наличию обратного клапана, закачанный в скважину цементный раствор после сброса давления не вымывается из-под пакера. Герметичность посадки насосно-компрессорных труб на пакер обеспечивается установкой дополнительного резинового шара. Прходной канал после установки пакера может оставаться открытым, либо герметично перекрываться в зависимости от вида используемой соединительной шпильки.

Вид и типоразмер взрывного пакера выбирается в зависимости от цели технологической операции, предусмотренной ре-

монтажными работами на скважине, с учетом внутреннего диаметра колонны в интервале установки моста. Величина порохового заряда подбирается по графикам, прилагаемым к инструкциям по эксплуатации пакеров.

Применение взрывных пакеров неэффективно в деформированных, разрушенных, изношенных, неочищенных от цементной корки и отложений солей интервалах обсадных колонн. Поэтому работам по их установке должны предшествовать шаблонирование и исследование технического состояния колонны.

ИСПЫТАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ МНОГОЦИКЛОВЫМИ КОМПЛЕКСАМИ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для испытания эксплуатационных объектов в скважинах на нефтяных месторождениях в последнее время начали широко применяться комплексы испытательного оборудования, опускаемые в скважину на трубах.

Под испытанием понимается вызов притока пластового флюида из продуктивного коллектора для установления характера насыщения и определения гидродинамических параметров пласта (пластового давления, гидропроводности, коэффициента совершенства вскрытия пласта, коэффициента продуктивности). Процесс испытания пласта заключается в установке комплекса испытательного оборудования в заданном интервале путем спуска на плотно свинченных между собой насосно-компрессорных трубах, изоляции этого интервала от верхней части ствола скважины и вызове притока путем создания депрессии на пласт.

Современные комплексы испытательного оборудования на трубах предусматривают проведение испытания пластов в многоцикловом режиме. Цикл испытания состоит из двух периодов: притока (время сообщения пласта с полостью насосно-компрессорных труб) и восстановления давления (время восстановления давления в подпакерном пространстве от забойного до пластового после разобщения труб и пласта).

Комплексами испытательного оборудования на трубах (КИИ-2М-95; МИГ-95; КИОД-110) при многоцикловом режиме испытания решаются следующие задачи, связанные с эксплуатацией и ремонтом скважин: понтиервальное испытание пластов сверху вниз или снизу вверх; отбор герметизированных проб жидкости и газа из каждого интервала отдельно; очистка призабойной зоны для восстановления продуктивности эксплуатационного объекта (притока в добывающих и приемности в нагнетательных скважинах); определение гидродинамических параметров пласта (пластового давления, гидропроводности призабойной и удаленной зон пласта, проницаемости, совершенства гидродинамической связи в системе скважина—пласт); проверка герметичности колонны, разобщающего моста, забоя, цементного кольца в интервале между перфорированными пла-

стами; отбор больших объемов жидкости из пласта в рамках требований пробной эксплуатации (получение стабильного притока пластового флюида в течение длительного времени на разных режимах).

По получаемой в процессе испытаний гидродинамической информации о пласте возможно правильно выбрать тот или иной метод воздействия на пласт и объективно оценить его эффективность.

Комплексы испытательного оборудования на трубах, независимо от их конструктивных особенностей, состоят из следующих основных узлов (снизу вверх).

Узел опоры — якорь, удерживающий испытатель на заданной глубине путем упора в стенки колонны.

Фильтр для очистки флюида, поступающего в испытатель, от кусков породы. Он состоит из толстостенных труб с щелевыми или круглыми отверстиями. Может иметь отсек для установки глубинного манометра.

Узел уплотнения (пакерующее устройство) — массивный цилиндрический элемент на металлическом корпусе, служащий для изоляции испытываемого интервала от остальной части ствола скважины.

Ясс гидравлический — гидромеханический узел для освобождения испытательного оборудования в случае прихвата, который срабатывает при превышении действующего на оборудование расчетного растягивающего усилия.

Собственно испытатель пластов — сложный гидромеханический узел, выполняющий роль дистанционной запорной арматуры для открытия и перекрытия притока жидкости на забое скважины. Он представляет собой систему клапанов, обеспечивающих выравнивание давления над и под пакером, в результате чего уменьшается эффект поршневания при спуско-подъеме оборудования (уравнительный клапан), а также сообщение полости насосно-компрессорных труб с подпакерным пространством (приемный клапан) в период притока жидкости из пласта. В состав испытателя входит запорное устройство — механическая система вращательного или поступательного действия, обеспечивающая изоляцию полости насосно-компрессорных труб от подпакерного пространства.

Циркуляционно-сливной клапан — обеспечивает возможность прямой и обратной промывки, либо замены жидкости в насосно-компрессорных трубах после испытания, служит также для слива жидкости из труб в межтрубное пространство при подъеме оборудования из скважины.

Приборный патрубок — в нем помещаются автономные глубинные манометры и пробоотборники. Место установки приборных патрубков может быть разным при различных компоновках комплексов испытательного оборудования.

Герметичный пробоотборник — для отбора и извлечения на поверхность герметизированной пробы пластового

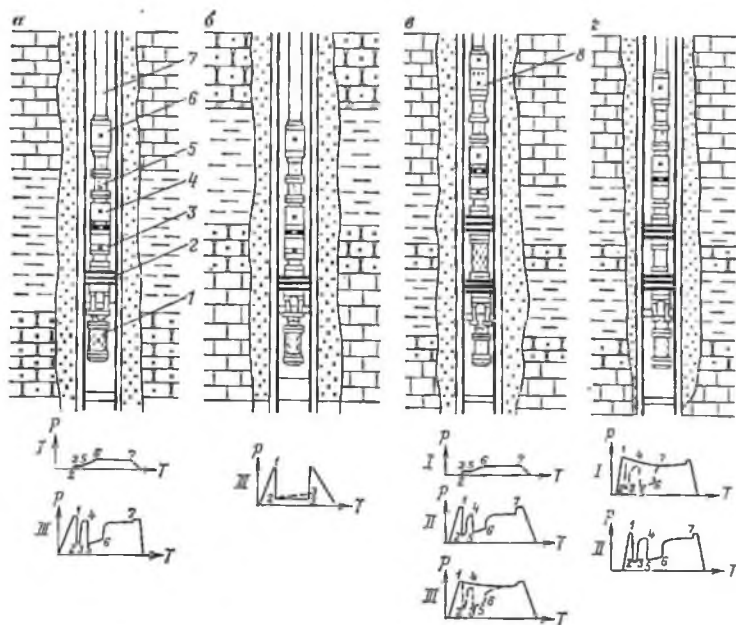


Рис. 36. Компоновки комплекса испытательного оборудования КИОД-110 при испытании обсаженной скважины:

а и б — упрощенная (однопакерная), а и г — полная (двухпакерная). 1 — фильтр; 2 — пакер; 3 — испытатель пластов; 4 — запорное устройство; 5 — приборный патрубкок; 6 — циркуляционно-сливной клапан; 7 — бурильный инструмент; 8 — перепускной клапан. Диаграммы давления манометра, установленного: I — над пакером, II — между двумя пакерами; III — в подпакерном пространстве

флюида с сохранением в нем углеводородов. Пробоотборник может быть объединен с собственно испытателем пластов.

Перепускной клапан — специальный узел, предназначенный для неограниченных отборов жидкости, впускаемой в трубы в периоды испытания и выдавливаемой на поверхность через межтрубное пространство с помощью компрессора во время закрытого цикла испытания.

Компоновки комплекса испытательного оборудования КИОД-110 приведены на рис. 36.

Управление испытателем пластов осуществляется с устья скважины путем вертикального перемещения насосно-компрессорных труб. При разгрузке труб на якорь происходит установка пакера и открытие впускного клапана испытателя. Этим обеспечивается создание депрессии на пласт, выражающейся в разнице пластового и трубного давлений. Интенсивность поступления жидкости из пласта в трубы фиксируется по газовому счетчику на устье скважины. При незначительном притоке выход газа может быть зафиксирован жидкостным газометром

либо с помощью отводного шланга, опущенного под уровень воды.

Для прекращения притока жидкости из пласта в трубы последние приподнимают для закрытия впускного клапана испытателя пластов. При этом пакер остается в рабочем состоянии, изолируя находящуюся выше него жидкость от исследуемого пласта. За время закрытого периода испытания манометры, расположенные в приборных патрубках, регистрируют кривые восстановления давления. Затем дальнейшим натяжением труб осуществляют срыв пакера и производят подъем труб до тех пор, пока не поднимется уровень жидкости в трубах. По количеству труб, заполненных жидкостью, рассчитывают объем жидкости, поступившей из пласта за проведенный цикл испытания, и с учетом поправочных коэффициентов и времени притока оценивают среднесуточный расход скважины.

Для вскрытия сливного клапана в насосно-компрессорные трубы сбрасывают металлический груз, после чего дальнейший подъем труб происходит при сливе жидкости в межтрубное пространство. По оставшейся в испытательном оборудовании ниже циркуляционно-сливного клапана жидкости и отобранной пробоотборником пробе определяют физико-химический состав пластового флюида.

С помощью упрощенной компоновки комплекса испытательного оборудования (рис. 36, а и б) исследуются скважины с одним эксплуатационным пластом. Манометром, установленным в верхнем приборном патрубке, регистрируется диаграмма, аналогичная верхней кривой 1. Линии между точками 2, 3 и 5, 6 указывают на приток в первый и во второй циклы испытаний. Прямые линии между точками 3, 5 и 6, 7, идущие параллельно оси времени, указывают на отсутствие притока, так как испытатель пластов в эти периоды находился в закрытом состоянии. Манометром, установленным в фильтре, регистрируется диаграмма, аналогичная нижней кривой. Точка 1 соответствует гидростатическому давлению столба жидкости на глубине установки испытательного оборудования до раскрытия пакера. Линия, идущая от точки 1 до точки 2, показывает, что произошло открытие впускного клапана испытателя пластов, линия 2—3 соответствует притоку, линия 3—4 отражает малую кривую восстановления давления (завершение цикла). Линия 5—6 показывает, что происходит приток, кривая 6—7 отображает восстановление давления (конец второго цикла). Точка 7 соответствует моменту срыва пакера и регистрации гидростатического давления столба жидкости. По абсолютному значению давление в точке 7 должно соответствовать давлению в точке 1 и этим **подтвердить герметичность** пакеровки труб в процессе испытания.

При распаковке испытателя пластов ниже интервала перфорации (см. рис. 36, б) во время открытия впускного клапана давление в зумпфе разрезается до трубного давления. Герме-

тичность цементного моста на забое скважины подтверждается отсутствием притока в трубах (сплошная горизонтальная линия 2—5 на диаграмме нижнего манометра). Даже при незначительном нарушении герметичности моста записывается кривая роста давления от поступающей в трубы жидкости (пунктирная линия 2—3).

Двухпакерная компоновка комплекса испытательного оборудования применяется в том случае, когда в скважине перфорацией вскрыто два пласта, и если зумпф большой; такой компоновкой можно последовательно испытать один пласт за другим, начиная с менее продуктивного.

При испытании верхнего пласта представляется возможным оценить герметичность цементного кольца в перемычке между пластами. Если цементное кольцо негерметично, оба манометра, один из которых установлен в приборном патрубке под нижним пакером, запишут одну и ту же диаграмму давления (пунктирная запись на кривой нижнего манометра, рис. 36, в). Это обусловлено тем, что даже при незначительном нарушении герметичности цементного кольца гидродинамическая связь между пластами будет осуществляться чрезвычайно интенсивно. При герметичном цементном кольце манометр, установленный в нижнем приборном патрубке, несмотря на проводимые операции по открытию и закрытию клапанов испытателя, зафиксирует линию, идущую параллельно оси времени и отражающую пластовое давление нижнего эксплуатационного объекта.

На рис. 36, г показана двухпакерная компоновка испытательного оборудования в момент исследования нижнего пласта, когда верхний пласт, находящийся между пакерами, отключен заглушенным приборным патрубком. Величина пластового давления верхнего пласта и герметичность цементного кольца оцениваются по показаниям манометра, вставленного в заглушенный приборный патрубок.

При определении параметров пласта используют диаграммы давления, регистрируемые глубинными манометрами, установленными в трубах и в подпакерном пространстве скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ ТРУБНЫМ ИСПЫТАТЕЛЕМ

По характеру режима работы скважины в процессе испытания с применением комплексов испытательного оборудования гидродинамические исследования можно разделить на две группы: исследование пласта при неустановившемся режиме фильтрации и исследование пласта при установившемся режиме фильтрации однородной жидкости через пористую среду. Любой цикл испытания позволяет исследовать пласт в условиях, когда расход и давление притока жидкости еще не стабилизирова-

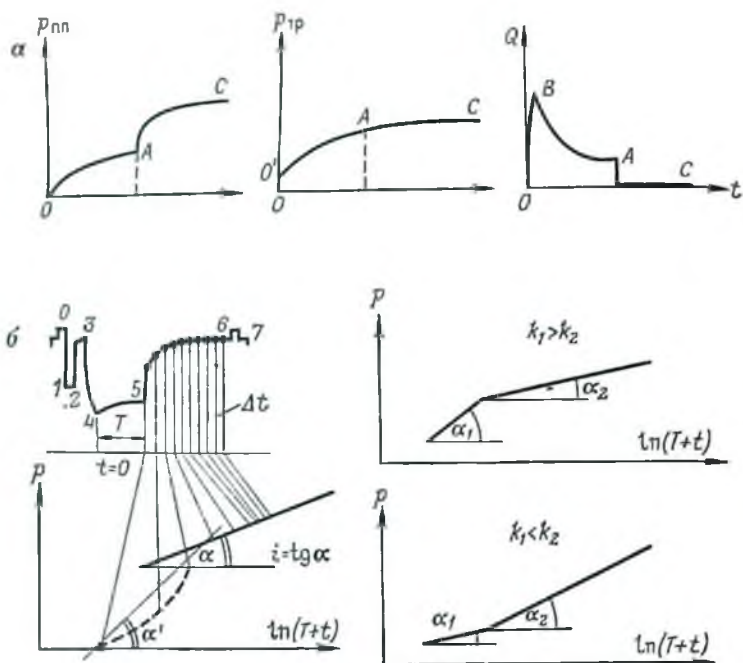


Рис. 37. Кривые изменения давления и расхода жидкости при одноцикловом (а) и двухцикловом (б) режимах испытания

лись. После пуска, а затем мгновенного прекращения отбора жидкости со стороны образовавшегося контура питания, где давление было кратковременно снижено при отборе, обратная упругая гидродинамическая волна вызывает постепенное восстановление давления на забое до пластового.

Исследование при установившемся режиме фильтрации жидкости в пласте можно провести при испытании скважины трубным испытателем, используя для неограниченного отбора жидкости из труб закачку воздуха компрессором. Таким образом реализуется одно из основных условий для качественной и быстрой регистрации кривой восстановления давления в жесткой системе коллектора, насыщенного жидкостью.

На рис. 37 приведены кривые изменения давления в подпакерном пространстве скважины и в трубах под пакером и диаграмма давления при двухцикловом режиме испытания, используемая для определения гидродинамических параметров пласта. Приток жидкости (отрезок ОА) четко фиксируется на диаграмме обоих манометров ($p_{пл}$ — пластового давления, $p_{тр}$ — давление в трубах) и показаниях расходомера Q (рис. 37, а), при этом отмечается резкое снижение темпа притока и роста забойного давления за счет увеличения столба жидкости в тру-

бах и связанного с этим увеличением гидростатического давления на пласт. В точке А, соответствующей моменту перекрытия впускного клапана испытателя, отмечается прекращение притока жидкости, роста давления по кривым расхода и трубного манометра. На манометре, установленном в подплакном пространстве, регистрируется участок АС диаграммы, характеризующий восстановление давления.

Аналогично на типичной диаграмме, зарегистрированной при двухцикловом режиме испытания пласта (рис. 37, б), характерными элементами кривой являются: точка О, отмечающая гидростатическое давление столба жидкости в скважине на глубине залегания пласта; линия О—1, фиксирующая момент установки клапана и открытия впускного клапана испытателя, линии 1—2 и 4—5 — периоды притока жидкости соответственно в первом и втором циклах. Линии 2—3 и 5—6 являются малой и нормальной кривыми восстановления давления в эти циклы при закрытом состоянии клапана.

В основе обработки диаграмм давления, регистрируемых в процессе испытания пластов комплексами испытательного оборудования, лежит уравнение депрессии

$$\Delta p(t) = (Q \mu 4 \pi kh) \ln(\alpha t / r^2),$$

где Q — расход жидкости; μ — вязкость пластовой нефти; k — коэффициент проницаемости пласта; h — работающая толщина пласта; α — коэффициент пьезопроводности; t — время притока; r — радиус скважины.

Как частный случай решения этого уравнения, для обработки участка диаграммы, соответствующей кривой восстановления давления, используется формула

$$p(t) = p_{пл} - (Q \mu \pi kh) \ln[(T + t) t],$$

где $p(t)$ — давления, снимаемые с кривой давления; $p_{пл}$ — пластовое давление; Q — расход жидкости до остановки скважины; T — время притока; t — время восстановления давления.

В связи с переменным характером расхода жидкости в открытый период испытания пласта трубным испытателем в качестве Q используют среднее значение расхода

$$Q_{ср} = (L - l) V T,$$

где L — длина труб, заполненных жидкостью, над испытателем перед поднятием; l — длина труб, заполненных жидкостью до испытания; V — объем полости труб над испытателем; T — время притока.

Обработка диаграммы давления сводится к построению в полулогарифмическом масштабе графика (см. рис. 37, б) изменения давления от времени, по которому находятся пластовое давление и тангенс угла наклона i прямой, проходящей через последние точки отсчета. Получаемые величины позволяют

определить следующие гидродинамические параметры пласта:
коэффициент гидропроводности удаленной зоны пласта

$$\epsilon_{уд} = (kh \mu)_{уд} = Q_{ср} 4 \pi i_{квд} (i_{квд} = \operatorname{tg} \alpha_2),$$

где $i_{квд}$ — коэффициент кривой восстановления давления;

коэффициент гидропроводности призабойной зоны пласта $\epsilon_{пз}$.

Установлено, что кривая восстановления давления обычно содержит два компонента (см. рис. 37, б), из которых один, описывающий динамику изменения давления в дальних точках измерения, соответствует удаленной зоне пласта, а другой, строящийся по начальным точкам кривой, — ближней, или прискважинной, зоне пласта. При этом, в зависимости от соотношения проницаемостей пласта в ближней и удаленной зонах, углы наклона этих компонент к оси времени будут разными.

$$\epsilon_{пз} = (kh \mu)_{пз} = 1/4 \pi i_{квдп} (i_{квдп} = \operatorname{tg} \alpha_1),$$

где $i_{квдп}$ — коэффициент кривой восстановления давления в промытой зоне.

Параметр совершенства вскрытия пласта (чистоты прискважинной зоны)

$$П_{вп} = \epsilon_{пз} \epsilon_{уд}.$$

Если $П_{вп} \geq 1$, прискважинная часть пласта чиста ($k_1 \geq k_2$) и скважина может быть пущена в эксплуатацию; если $П_{вп} < 1$, прискважинная зона пласта требует дополнительной обработки (кислотой, термогазохимическим воздействием и т. д.);

коэффициент продуктивности фактический k_{ϕ} и потенциальный $k_{пот}$:

$$k_{\phi} = 0,06 \epsilon_{пз}; \quad k_{пот} = 0,06 \epsilon_{уд};$$

расход жидкости фактический Q_{ϕ} и потенциальный $Q_{пот}$:

$$Q_{\phi} = k_{\phi} \Delta p; \quad Q_{пот} = k_{пот} \Delta p;$$

радиус контура питания скважины

$$R = \sqrt{\pi x l}.$$

Коэффициент пьезопроводности может быть приближенно оценен:

$$\alpha = \epsilon h (k_n \beta_{ж} + \beta_c),$$

где k_n — коэффициент эффективной пористости пласта; $\beta_{ж}$ и β_c — коэффициенты объемного упругого расширения соответственно пластовой жидкости и пористой среды. Если пласт обводнен, то

$$\beta_{ж} = k_n \beta_n + (1 + k_n) \beta_a,$$

где β_n и β_a — коэффициенты объемного упругого расширения соответственно нефти и воды в пластовых условиях; k_n — коэффициент текущей нефтенасыщенности пласта в районе скважины. В безводный период эксплуатации скважины $\beta_{ж} = \beta_n$.

ОТБОР И АНАЛИЗ ПРОБ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ И ГАЗА

Отбор и анализ проб пластовой жидкости и газа при испытании скважины комплексами испытательного оборудования осуществляется с целью определения их физико-химических свойств и компонентного состава.

Особенность информации о пластовых флюидах, получаемой с помощью трубных пластоиспытателей (герметичного пробоотборника) обусловлена точностью места отбора, полной сохранностью естественного состава, сохранением энергетического (гидродинамического) состояния пробы.

В комплексе испытательного оборудования КИОД-110 для отбора пробы используется герметичный пробоотборник ПО-110 с объемом пробоотборной камеры 0,001 м³. Пробоотборник имеет автономный привод открытия пробоотборной камеры в период вызова притока. Закрывается пробоотборник в конце периода восстановления давления до срыва пакера. При лабораторном анализе пробы определяются следующие параметры: газосодержание пластовой нефти; коэффициент объемного упругого расширения; вязкость в пластовых условиях; коэффициенты сжимаемости и температурного расширения; плотность пластовой и дегазированной нефти; химический состав дегазированной нефти (фракционный и углеводородный состав, содержание парафина, серы, смол, асфальтов, молекулярная масса и др.).

Отбор проб в процессе испытания скважин трубными пластоиспытателями имеет весьма важное значение для интерпретации материалов исследования скважин геофизическими методами, особенно скважин, бурящихся на заводненными пресной водой площадях месторождения. Это дает возможность определить удельное электрическое сопротивление водной компоненты пробы и, следовательно, использовать данные электрических методов каротажа для количественной оценки текущего нефтенасыщения пласта.

Весьма ценной является газовая компонента пробы, поднятой из обводненного пласта. Известно, что в процессе перемещения по нефтеносному пласту закачиваемая вода обогащается метаном, растворимость которого в воде во много раз выше растворимости углеводородов более тяжелых фракций. Поэтому пласты, заводненные пресной водой, характеризуются повышенным содержанием метана. В пробах жидкости, поднимаемых из обводненных закачиваемой водой пластов, содержание метана более 65 %, а в пробах, поднимаемых из нефтяных пластов, — менее 60 %.

Многоцикловые комплексы испытательного оборудования могут быть использованы для обработки призабойной зоны пласта как самостоятельное геолого-техническое мероприятие по повышению и восстановлению производительности скважины. При этом за счет создания ряда максимальных, кратковременных и знакопеременных депрессий на пласт обеспечивается бо-

лее полное и интенсивное извлечение из пласта скважинной жидкости, глинистых частиц, песка, парафина, асфальто-смолистых и других взвешенных примесей. После одного или двух спусков комплекса испытательного оборудования в эксплуатацию или пускательную скважину приток или приемистость жидкости в таких скважинах восстанавливается до прежней величины.

ДИАГНОСТИКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ В КРЕПИ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ СКВАЖИННОГО ТЕЛЕВИДЕНИЯ

В скважинном телевидении использован способ дистанционного фотографирования круговой панорамы (развертки) стенки обсадной колонны посредством ультразвуковой эхолокации. Этот принцип реализован в аппаратуре САТ, состоящей из скважинного прибора и наземных блоков. В скважинном приборе ультразвуковые импульсы от вращающегося пьезоэлектрического преобразователя через акустически прозрачную перегородку в корпусе прибора попадают на стенку обсадной колонны и, отражаясь от нее, принимаются тем же преобразователем и после соответствующей обработки в радиоэлектронной части прибора передаются на поверхность по геофизическому кабелю в форме электрических сигналов. Моделируемая ими яркость луча кинескопа наземной части аппаратуры засвечивает на протягиваемой мимо него фотопленке строки, образуя непрерывное изображение стенки обсадной колонны. При наличии дефектов на стенках колонны они высвечиваются соответствующим образом на диаграмме акустического телевизора.

При диагностике технического состояния обсадной колонны на диаграммах обычно уверенно выделяются интервалы коррозионного износа труб в муфтовых соединениях и непосредственно на стенках труб, четко фиксируются перфорационные отверстия и разрушение стенок труб при перфорации, отмечаются каверны в теле труб и т. д.

Для выяснения характера повреждения крепи скважины, приведшей к нарушению нормального режима работы скважины, могут быть использованы снимки, иллюстрирующие различные разрушения труб — от щелевых отверстий и участков разбуривания металла до сплошного обрыва трубы.

Исследования в скважинах с применением акустического телевизора проводятся обычно в интервалах, где на основании результатов геофизических исследований потокометрическими методами можно ожидать наличие дефектов в крепи. Для проведения исследований должны быть обеспечены следующие условия: заполнение скважины — нефть или водный раствор с плотностью не более $1,25 \text{ г/см}^3$, диаметр колонны 125—300 мм; гидростатическое давление до 60 МПа; температура окружающей среды до 120°C .

Технические данные аппаратуры САТ

Габариты скважинного прибора с центраторами в сборе, мм:	
длина	3360
диаметр максимальный (с полностью раскрытыми центраторами)	400
диаметр минимальный	100
Масса скважинного прибора, кг	120
Масштаб получаемых фотографий по вертикали	1 : 50; 1 : 100; 1 : 200

Глава 11

КОМПЛЕКСЫ АППАРАТУРЫ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Геофизические исследования и операции в скважинах на разрабатываемых месторождениях выполняются с помощью комплекса стандартной аппаратуры и оборудования, а также ряда специальных устройств. К их числу относятся автоматические лаборатории каротажных станций, каротажные подъемники, геофизический кабель и оборудование герметизации устья скважины.

Скважинные приборы, принцип действия которых был рассмотрен выше, находятся непосредственно в исследуемой среде и с помощью датчиков выдают на поверхность по кабелю информацию, которая обрабатывается наземной частью аппаратуры. Перемещение скважинного прибора по стволу скважины осуществляется с помощью спуско-подъемного механизма каротажного подъемника. Возможность проведения геофизических работ в рабочем режиме скважины обеспечивается оборудованием герметизации устья, позволяющим выполнять спуско-подъемы приборов на кабеле под давлением. Автоматическая лаборатория каротажной станции — основное средство обработки и регистрации геофизической информации, получаемой в процессе исследования скважины.

При проведении работ на скважинах с применением комплексов испытательного оборудования и прострелочно-взрывной аппаратуры используются специальные лаборатории, содержащие необходимый набор приборов и приспособлений.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ КАРОТАЖНЫЕ ЛАБОРАТОРИИ

Для проведения геофизических исследований комплексом электромагнитных, радиоактивных, акустических и потокометрических методов наиболее широко применяется лаборатория каротажной станции ЛКС-7-03 и каротажная станция СК-1-74-03.

Лаборатория ЛКС-7-03 рассчитана на проведение скважинных исследований в комплексе с каротажным подъемником

ЛКС-3,5 и с использованием одно- и трехжильного геофизического кабеля. Она содержит унифицированные блоки питания, измерения и регистрации, позволяющие производить исследовательские работы практически всеми известными методами. Основными частями лаборатории ЛКС-7-03 являются: унифицированный источник питания УИПК, служащий для питания наземной и скважинной аппаратуры постоянным стабилизированным и переменным током частотой 50 Гц; унифицированный генератор УГ-1, предназначенный для питания скважинных приборов синусоидальным переменным током с частотой 300, 400 и 2000 Гц; измерительные панели различных методов каротажа и сменные панели; двоянный каротажный осциллограф НО-15, используемый для аналоговой регистрации изменений геофизических параметров с глубиной на светочувствительной бумаге или пленке.

Осциллограф имеет пять измерительных каналов и позволяет производить регистрацию каротажных диаграмм в различных масштабах глубин (1 : 500; 1 : 200; 1 : 100; 1 : 50).

Измерительная система осциллографа НО-15 состоит из гальванометров, представляющих собой помещенные в магнитное поле проволочные рамки с зеркальцами на растяжках платиново-серебряного сплава. Максимальная длина оптического рычага системы 300 мм. С помощью луча, отражаемого от зеркальца гальванометра, на фоточувствительной бумаге или пленке высвечивается каротажная кривая. Одновременно осуществляется разграфка ленты вертикальными и горизонтальными линиями. Оптическим путем обеспечивается смещение точки записи кривой по вертикали до 22 мм. В осциллографе предусмотрено устройство для учета цены первой метки и оцифровки диаграммы по глубине.

В осциллографе имеются две идентичные самостоятельные оптические системы с тремя гальванометрами в каждом измерительном канале и два лентопротяжных механизма, что позволяет регистрировать кривые каротажа на двух лентах. Процесс регистрации контролируется визуально по измерительной шкале и с помощью системы сигнализации.

При проведении исследований с применением автоматической лаборатории каротажной станции ЛКС-7-03 одновременно с регистрацией кривых в аналоговом виде на осциллографе НО-15 может производиться запись геофизической информации на магнитную ленту с помощью цифрового регистратора ТРИАС. Этот регистратор записывает геофизические параметры в форме, позволяющей вести обработку информации на ЭВМ и передавать ее на расстояние по радиорелейной линии связи. Регистратор состоит из 15-канального аналого-цифрового преобразователя и накопителя на магнитной ленте, представляющих собой блок, смонтированный в отдельной стойке аппаратного стенда.

Станция СК-1-74-03 отличается от лаборатории ЛКС-7-03 тем, что в ней лаборатория смонтирована на одном шасси авто-

машины с каротажным подъемником. В станции применен осциллограф с виброустойчивыми гальванометрами.

КАРОТАЖНО-ПЕРФОРАТОРНЫЙ ПОДЪЕМНИК

Каротажно-перфораторный подъемник предназначен для спуско-подъема глубинных приборов в скважинах на грузонесущем одно- или трехжильном кабеле. Он состоит из следующих основных узлов: лебедки с элементами ее управления; редуктора; коробки отбора мощности; панели с контрольно-измерительными приборами и сигнализирующими устройствами. Кузов подъемника разделен на лебедочное отделение и кабину лебедчика.

В лебедочном отделении установлены: лебедка, коллектор (вращающийся токопровод), кабелеукладчик, ролики блок-баланса, стеллажи для перевозки глубинных приборов, автономный источник электропитания (генераторная группа), катушки с соединительными проводами, шанцевый инструмент.

В кабине лебедчика расположены: рычаги управления лебедкой, штурвал привода кабелеукладчика, контрольная панель подъемника с переговорным устройством, силовой электроблок, дублер управления двигателем автомашины, двухскоростной редуктор.

Основной узел подъемника — лебедка, на которую наматывается геофизический кабель. Емкость лебедки 3500 м трехжильного кабеля и 5000 м одножильного. Привод лебедки осуществляется от двигателя автомашины через коробку отбора мощности, карданную передачу, двухскоростной редуктор и двухрядную цепную передачу. Направление кабеля в скважину и измерение его длины осуществляется роликами блок-баланса, несущими всю механическую нагрузку от веса глубинного прибора и кабеля, находящихся в скважине. Нагрузка определяется по показаниям тензометрического датчика натяжения, который крепится на ролике блок-баланса.

Коллектор представляет собой систему вращающихся колец и скользящих по ним контактных щеток и служит для соединения токонесущих жил кабеля с измерительной аппаратурой каротажной лаборатории. Органы управления двигателем автомашины и коробкой передач из кабины лебедчика аналогичны органам управления двигателем из кабины водителя.

Для дистанционной передачи вращения роликов блок-баланса к счетчикам глубин и лентопротяжному механизму осциллографа каротажной лаборатории применяется система электрических моторов-сельсинов. Моторы-сельсины установлены на блок-балансе, в подъемнике и лаборатории. С их помощью обеспечивается синхронность движения измерительных, а также лентопротяжных механизмов аппаратуры и оборудования с движением кабеля.

ЛАБОРАТОРИИ ПЕРФОРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

Лаборатории перфораторных станций (ЛПС-4; ЛПС-5; ЛПС-6) используются для доставки на скважину прострелочно-взрывной аппаратуры и ее зарядки на месте работ. Лаборатория представляет собой кузов автомашины, в котором расположены: стол-верстак с тисками, зажимами и роликовыми опорами; стеллажи для скважинной аппаратуры; шкафы-сейфы для перевозки и хранения взрывчатых веществ и средств взрывания; катушки с соединительными проводами; шанцевый инструмент и средства пожаротушения.

ПОЛЕВАЯ ЛАБОРАТОРИЯ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН ТРУБНЫМИ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЯМИ

Для проведения работ на скважинах по опробованию и испытанию пластов комплексами испытательного оборудования используется лаборатория СПЛ. Она представляет собой кузов автомашины, в котором размещены глубинные манометры и пробоборники; компаратор для расшифровки диаграмм давления; контейнер для глубинных проб жидкости; пресс с образцовыми манометрами и др. Лаборатория позволяет осуществлять подготовку глубинных приборов для работы с комплексами испытательного оборудования, производить перевод отобранных проб жидкости из пробоборников в контейнеры, проверять и устанавливать качество зарегистрированных манометрами и термометрами диаграммных бланков, производить ремонт и поверку манометров на скважине.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ

Для спуска различных глубинных приборов в скважину используют грузонесущие кабели, которые выполняют функции канала связи между прибором и наземной аппаратурой и несут механическую нагрузку. Эти кабели должны обладать достаточной прочностью, гибкостью, иметь низкое электрическое сопротивление токопроводящих жил и хорошую изоляцию, иметь броневое покрытие, обладающее стойкостью в агрессивной среде. Постоянное механическое трение о стенки скважины во время спуско-подъемных операций требует высокой механической прочности внешней оболочки кабеля. Кабель должен также сохранять свою первоначальную длину в процессе эксплуатации и его остаточная деформация не должна превышать расчетную.

К геофизическим кабелям любого типа предъявляются следующие требования: малое сопротивление токонесущих жил; высокое сопротивление изоляции токонесущих жил; низкие потери мощности электрической энергии, передаваемой глубинному прибору, высокая разрывная прочность; высокая удельная масса; электрическая симметрия жил; стойкость броневое по-

крытия к истиранию; тепло- и баростойкость; коррозионная стойкость; минимальные удлинения и раскручивание под нагрузкой; возможно меньший диаметр; долговечность эксплуатации и др.

Кабели всех типов состоят из основных элементов: токопроводящих жил, скрученных из стальных и медных проволок и покрытых резиновой, полиэтиленовой или фторопластовой изоляцией; верхней оболочки в виде двухслойной проволоочной брони.

Каждому типу кабеля (табл. 20) присваивается шифр, характеризующий основные элементы конструкции и условия применения. Например, шифр кабеля КГ1-30-180 означает: К — кабель; Г — геофизический; 1 — одножильный; 30 — номинальное разрывное усилие в кН; 180 — максимальная температура окружающей среды при эксплуатации в °С.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ ПРИ ГЕРМЕТИЗИРОВАННОМ УСТЬЕ

Для производства геофизических работ в скважинах под давлением применяют специальные комплексы оборудования герметизации устья. В соответствии с типами фонтанной и запорной арматуры скважин параметрический ряд этих комплексов составляет оборудование на давление до 7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа. Основные элементы оборудования — шлюзовая камера (лубрикатор) и герметизатор (уплотнитель) геофизического кабеля.

С помощью шлюзового оборудования глубинный прибор на кабеле вводится в скважину, давление в которой значительно превышает атмосферное. Лубрикатор представляет собой несколько герметично соединяемых между собой труб, оканчивающихся с одной стороны фланцем с размерами, соответствующими размеру фланца задвижки фонтанной арматуры, а с другой — резьбовым соединением для сочленения с герметизатором кабеля.

В зависимости от среды, величины давления на устье скважины, допустимости утечки жидкости, типа используемого кабеля и т. д. могут применяться различные способы герметизации (уплотнения) движущегося геофизического бронированного кабеля. Наиболее распространенными в нефтепромысловой практике являются контактный, дросселирующий (лабиринтный), гидродинамический способы уплотнения и их комбинации (рис. 38).

Контактный уплотнитель представляет собой сальниковое устройство, обжимающее геофизический кабель. Обжатие может осуществляться механическим (рис. 38, а) или гидравлическим (рис. 38, б) способом. В качестве материала, изменяющего свой объем при сжатии, наиболее часто применяют резину. Уплотнители такого типа просты по устройству и компактны, что обус-

Технические характеристики геофизических кабелей

Шифр	Число жил	Наружный диаметр, мм	Разрывное усилие, кН	Максимальная рабочая температура, °С	Максимальное гидростатическое давление, МПа	Спротивление току при ж.з., Ом/км	Спротивление изоляции жил, МОм/км	Максимальный пробег, км	Максимальный коэффициент затухания при частоте тока 50 кГц, дБ	Область применения
КГ1-30-90	1	6,3	30	90	39	24,3	5 000	350	7,8	Геофизические работы под давлением
КГ1-30-180	1	6,3	30	180	98	24,3	10 000	350	7,8	То же
КГ1-55-90	1	9,4	55	90	78	40,0	5 000	600	5,2	Геофизические работы в остывающих скважинах
КГ1-60-250	1	9,9	60	250	147	20,0	10 000	600	7,5	То же
КГ3-60-90	3	10,6	60	90	39	25,5	5 000	600	—	Геофизические работы под давлением
КГ3-80-250	3	14,1	80	250	147	20,0	10 000	600	7,5	Геофизические работы в остывающих скважинах

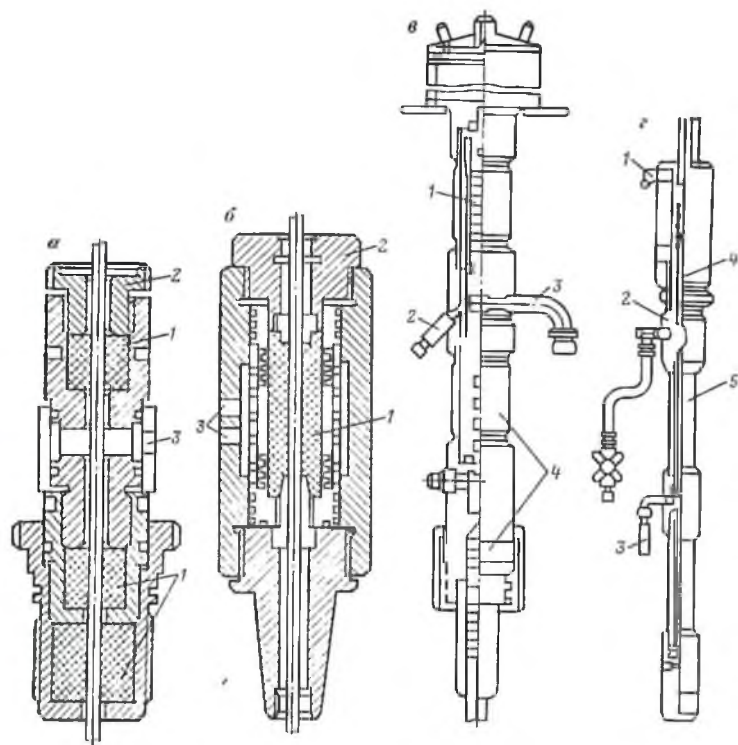


Рис. 38. Уплотнители геофизического бронированного кабеля для исследований в скважинах под давлением.

а — контактный уплотнитель с механическим управлением: 1 — резиновый сальник, 2 — уплотнительная гайка, 3 — отвод просачивающейся жидкости; *б* — контактный уплотнитель с гидравлическим управлением: 1 — резиновая муфта, 2 — ограничительная гайка, 3 — отверстие для закачки уплотняющей жидкости; *в* — уплотнитель лабиринтного типа: 1 — контактный уплотнитель, 2 — отверстие для закачки уплотняющей жидкости или ингибитора газа, 3 — отвод просачивающейся жидкости или газа, 4 — лабиринт; *г* — уплотнитель гидродинамического типа: 1 — отверстие для отвода просачивающейся жидкости, 2 и 3 — подвод консистентной смазки от компрессора, 4 — контактный уплотнитель, 5 — дроссельная трубка

ловило их наиболее широкое применение на производстве. Они входят в состав мобильных образцов оборудования герметизации устья, предназначенных для геофизических работ в скважинах при давлениях до 7 МПа. Это связано с тем, что контактные уплотнители не обеспечивают полной герметизации устья; резиновые элементы их быстро выходят из строя из-за истирания контактной поверхности броней кабеля; в них возникают большие силы трения, действующие на кабель, что затрудняет его движение; во время работы требуется непрерывно поджимать сальник.

В принципе действия уплотнения лабиринтного типа (рис. 38, *в*) лежит последовательное снижение давления жидко-

сти или газа при протекании их в каналах с высоким гидродинамическим сопротивлением (для жидкости — в кольцевом зазоре между кабелем и уплотнителем трубчатого типа, а для газа — в лабиринтных уплотнителях, представляющих собой чередование трубок и камер).

Дросселирующие уплотнители применяются в оборудовании герметизации устья при давлениях в скважинах до 14 МПа. Достоинство их — относительная простота устройства, отсутствие больших сил трения, простота в эксплуатации, долговечность, не требуется регулировка в процессе работы. Однако они в большей степени, чем контактные уплотнители, пропускают скважинную жидкость или газ, что требует наличия на скважине больших емкостей для сбора жидкости.

В гидродинамическом уплотнителе (рис. 38, г) для герметизации устья использовано сочетание эффекта снижения давления за счет дросселирования с эффектом создания противодействия в уплотнителе за счет прокачки вязкой жидкости (типа сополида) в кольцевой зазор между кабелем и стенками длинной трубки. Закачка вязкой жидкости производится в средней части уплотнительной трубки специальным насосом, развивающим давление, превышающее давление на устье скважины. Возникающий в результате этого гидравлический затвор исключает утечку жидкости и газа из скважины. Гидродинамический принцип уплотнения кабеля используется в оборудовании герметизации устья, предназначенном для геофизических работ в скважинах при давлениях более 14 МПа.

В настоящее время при производстве геофизических работ в скважинах применяют следующие комплексы оборудования герметизации устья: лубрикаторы Л-40 и Л-7/50; лубрикаторное оборудование Л-210; устьевое оборудование ОУВ-80×35.

Лубрикатор Л-40 представляет собой трубный патрубок с фланцем, на который навинчивается уплотнитель контактного типа с резиновыми элементами, обжимаемыми механическим способом. Длина лубрикатора (1500—1800 мм) позволяет вводить в скважину приборы длиной не более 2000 мм. Лубрикатор Л-40 используется при работах на скважинах при давлении на устье до 4 МПа.

Лубрикатор Л-7/50 состоит из шлюзового отсека длиной 4000 мм (собственно лубрикатора), представляющего собой две герметично соединенные между собой трубы; контактного уплотнителя и проталкивателя кабеля. В контактном уплотнителе применены резиновые элементы, обжимаемые гидравлическим способом. Проталкиватель кабеля представляет собой систему роликов, плотно прижимаемых к кабелю и вращающихся с помощью ручного привода. Лубрикатор удерживается в горизонтальном состоянии с помощью оттяжек, крепящихся к фонтанной арматуре. Управление уплотнителем кабеля и проталкивающим устройством осуществляется дистанционно. Лубрикатор Л-7/50 используется при работах на скважинах с давлением на

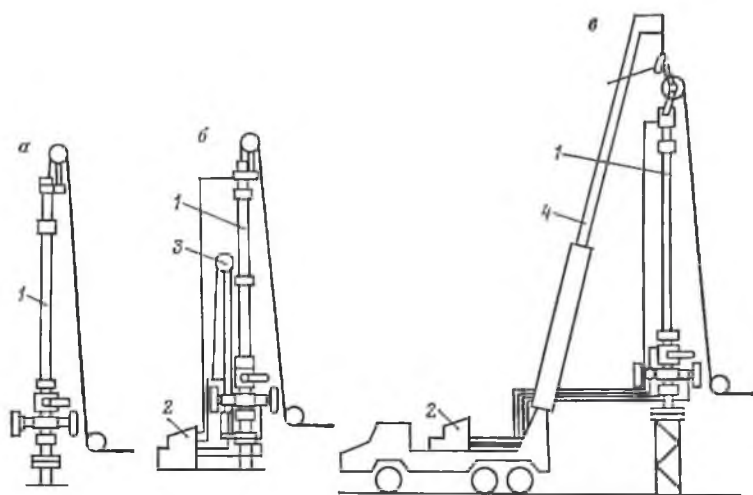
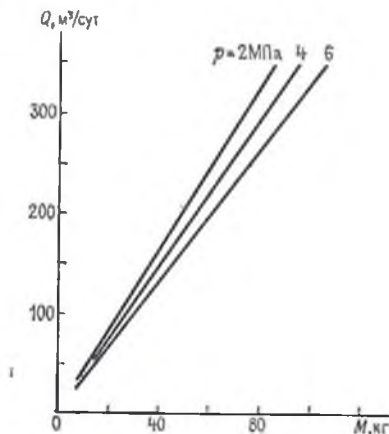


Рис. 39. Оборудование устья скважины при геофизических работах под давлением.

1 — лубрикатор; 2 — станция подачи смазки; 3 — приустьевая штанга; 4 — стрела грузоподъемного механизма. а и б — при работе с оборудованием мобильного типа; в — при использовании грузоподъемного механизма

Рис. 40. График для определения массы груза M , необходимой для преодоления выталкивающей силы, действующей на кабель в зависимости от расхода жидкости Q .

Шифр кривых — перепад давления p на устье скважины



устье до 7 МПа и позволяет осуществлять спуско-подъемы приборов с грузами общей длиной до 4200 мм.

Лубрикаторное оборудование Л-210 и оборудование герметизации устья ОУВ-80×35 имеют практически одинаковое устройство и отличаются друг от друга лишь по параметрам насосных установок. В состав оборудования входят: собственно лубрикатор (в Л-210 длиной до 10 000 мм, в ОУВ-80×35 — до 15 000 мм); комбинированный уплотнитель, сочетающий гидродинамический принцип герметизации кабеля с контактным; станция управления с насосом подачи густой смазки и системой напорных и отводных шлангов; кабельный превентор.

На рис. 39 показаны способы оборудования устья скважины для работ под давлением.

Лубрикаторы Л-40 и Л-7/50 монтируются на устье скважины вручную и работа с ними производится при наличии около устья скважины стандартной рабочей площадки (рис. 39, а и б). Спуск-подъем приборов на кабеле в скважине обеспечивается посредством системы роликов, при этом направляющий ролик крепится непосредственно на лубрикаторе, а оттяжной — к основанию фонтанной арматуры. Поскольку при таком способе работы нагрузку несет фонтанная арматура, при исследованиях допускается применение геофизических кабелей с минимальной величиной разрывного усилия (до 30 кН).

Работы с применением лубрикаторного оборудования типа Л-210 и ОУВ-80×35 производятся на скважинах при наличии на них (рис. 39, в) грузоподъемных механизмов (вышки буровой, агрегата АЗИНМАШ-37 и др.).

При проведении работ в фонтанирующих скважинах для преодоления выталкивающей силы, действующей на кабель, применяют грузы, которые подвешивают к прибору или помещают над ним. При газлифтном способе подъема нефти к действию выталкивающей силы, возникающей за счет перепада давления, добавляется действие усилий, обусловленных высокой скоростью движения газожидкостной смеси. Величину выталкивающего усилия и, следовательно, массу требуемого груза для ее преодоления можно приблизительно оценить по экспериментальным зависимостям (рис. 40).

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах проводятся в разных геолого-технических условиях. При этом величина измеряемого в скважине сигнала зависит не только от свойств пласта или состояния скважины, но и от ряда факторов, которые необходимо учесть при определении искомого параметра или исключить из рассмотрения. Поэтому для решения каждой задачи исследования в скважине применяют комплексы геофизических методов, в состав которых входят основные и дополнительные методы. Набор методов, позволяющих решать поставленную задачу с минимальными затратами, определяет оптимальный комплекс исследований в данном районе. С учетом сходства геологических и технических условий проведения работ в различных районах устанавливаются типовые комплексы исследований.

Типовые комплексы исследований определяют оптимальные варианты построения комплексной и комбинированной геофизической аппаратуры. Главная цель применения комплексных скважинных приборов — сокращение продолжительности геофи-

зических работ и удовлетворение требований, предъявляемых к проведению измерений, направленных на решение одной геологической или технической задачи при постоянных скважинных условиях. Комбинированные приборы состоят из двух комплексных и предназначаются для решения более сложных задач, чем те, которые решают комплексные приборы.

В основе построения комплексной геофизической аппаратуры лежит использование унифицированных блоков, позволяющих составлять различные агрегатизированные системы. Для передачи информации одновременно от нескольких датчиков применяются различные телеизмерительные системы.

Весь арсенал геофизической аппаратуры, применяемой при исследовании скважин в процессе разработки месторождений, можно объединить в три основные группы: для исследования действующих скважин, для исследования остановленных скважин и для исследования скважин специальной конструкции (обсаженных неметаллическими трубами).

Аппаратура для исследования действующих скважин (табл. 21) включает в себя несколько подгрупп, определяемых категориями скважин, для которых они предназначены, и различающихся набором регистрируемых параметров и наружным диаметром корпуса прибора. Аппаратура для исследования скважин специальной конструкции включает в себя помимо приборов для исследования обсаженных скважин приборы высокочастотного электромагнитного каротажа.

ЭЛЕМЕНТЫ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ

Основные элементы скважинных приборов, позволяющие производить быстрое подсоединение их к геофизическому кабелю, — унифицированные приборные и кабельные наконечники, охранный кожух прибора. Охранный кожух предохраняет схему прибора от попадания влаги, нарушения электрической изоляции и смятия самого прибора под действием высокого внешнего давления. Герметизация соединений охранного кожуха с приборными наконечниками осуществляется с помощью резиновых колец круглого поперечного сечения. Эти кольца устанавливаются в канавки на цилиндрической части приборного наконечника и уплотняются сначала в процессе свинчивания его с корпусом прибора и в дальнейшем по мере увеличения гидростатического давления в скважине.

Верхний наконечник прибора через кабельную головку и кабель соединяет схему прибора с наземной частью аппаратуры, к нижнему наконечнику может быть подсоединен другой прибор или дополнительный груз.

Наиболее распространенные на производстве унифицированные кабельные наконечники приведены в табл. 22.

Комплексные и комбинированные приборы для геофизических исследований в процессе эксплуатации скважин

Прибор	Состав методов исследований	Назначение
Комплексные приборы		
К2-321	Локация муфт, гамма-каротаж, высокочувствительная термометрия	Исследование фонтанных и нагнетательных скважин для определения технического состояния и режима работы
СТЛ-28	Локация муфт, высокочувствительная термометрия	То же
К6-321	Локация муфт, гамма-каротаж, высокочувствительная термометрия, термокондуктивная индикация притока, барометрия, индукционная резистивиметрия, механическая расходомерия	Исследование фонтанных скважин для определения охвата пласта разработкой, состава и структуры потока жидкости в стволе скважины
КОБРА-36РВ	Механическая расходомерия, влагометрия	Исследование фонтанных скважин при безводном и начальном периоде обводнения для определения охвата пласта разработкой
КВАНТ	Механическая расходомерия, гамма-плотнометрия	Исследование фонтанных (низкодебитных) скважин при высокой степени обводнения в месте притока воды в ствол скважины
ГАЗЛИФТ	Локация муфт, гамма-каротаж, высокочувствительная термометрия, термоиндуктивная индикация притока, влагометрия, барометрия, шумомерия	Исследование газлифтных скважин, определения технического состояния, режима работы и охвата пласта разработкой
НАПОР	Механическая расходомерия, барометрия, высокочувствительная термометрия, термокондуктивная индикация притока, локация муфт	Исследование нагнетательных скважин для определения охвата пласта закачкой и технического состояния
ИГН-32	Импульсный нейтронный каротаж двумя зондами, каротаж наведенной активности по кислороду	Исследование фонтанных и механизированных скважин для определения нефтегазонасыщения пласта и выявления интервала затрубной циркуляции

Прибор	Состав методов исследований	Назначение
КОМПЛЕКС	Импульсный нейтронный каротаж, барометрия, механическая расходометрия, высокочувствительная термометрия, термокондуктивная индикация притока, локация муфт	Исследования механизированных скважин в процессе подземного ремонта путем спуска прибора под насос для определения нефтегазонасыщения пласта и охвата его разработкой
ДКИ-723	Высокочастотный электромагнитный каротаж по методу сопротивления и диэлектрической постоянной	Исследования скважин специальной конструкции для определения нефтенасыщенности пласта
ПСК-1	Термометрия, термокондуктивная индикация притока, влагометрия	Исследования скважин в процессе испытания для определения работающей толщины пласта и состава жидкости, притекающей в ствол скважины
ИГН-7	Импульсный нейтронный каротаж с двумя зондами по хлору- и водородосодержанию	Исследование скважин в процессе эксплуатации и при ремонте для определения нефтегазонасыщения пластов
Комбинированные приборы		
ЦМГА	Акустическая и гамма-плотностная цементометрия, дефектометрия, толщинометрия	Исследование скважин в процессе ремонта для определения состояния крепи

Таблица 22

Унифицированные кабельные наконечники

Шифр	Диаметр, мм	Длина, мм	Кабель, для которого предназначен наконечник	Диаметр прибора, мм
НК1-36	36	360	КГ1-30-90 КГ1-30-180	36, 40, 48
НК1-60	60	350	КГ1-55-90 КГ1-60-250	60, 70, 90, 100
НК3-36	36	356	КГ3-60-90	36, 40, 48
НК3-60	60	350	КГ3-80-250	60, 70, 90, 100

Часть третья

ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Геофизические работы в скважинах выполняются на всех этапах эксплуатации нефтегазовых залежей, и результаты их используются для изучения и регулирования процессов нефтеизвлечения, как на стадии проектирования, так и при анализе разработки месторождения. Они позволяют создавать непрерывное информационное обеспечение и регулирование процесса разработки месторождения с учетом новых данных о геологическом строении и распределении углеводородов, получаемых при разбуривании и эксплуатации залежи.

Исходя из принципа рациональной разработки месторождения и задач научно обоснованного анализа процессов нефтеизвлечения геофизические работы должны производиться с целью выяснения основных вопросов: уточнения геологической характеристики продуктивного коллектора; уточнения процессов фильтрации нефти, воды и газа в пластах; выявления общей закономерности нефтеизвлечения на основе изучения процессов эксплуатации пластов непосредственно в условиях залежи для совершенствования разработки месторождений.

Глава 12

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНОГО КОЛЛЕКТОРА

Детальное изучение геологического строения продуктивного разреза и изменений состояния пластов при эксплуатации позволяют понимать процессы, происходящие в залежи, и управлять ими. Материалы исследований по каждой вновь пробуренной скважине углубляют, уточняют знания о геологическом строении данного месторождения и позволяют вносить соответствующие поправки в систему разработки. Поэтому детальное изучение литологии и физических свойств продуктивных отложений — одна из главных задач, которые ставятся перед исследованиями в процессе разработки месторождения. Существующие комплексы геофизических исследований разрезов скважин позволяют определять литологический состав, пористость, проницаемость, толщину, характер насыщения продуктивного коллектора, а также осуществлять корреляцию стратиграфических границ, водонефтяного и газонефтяного контактов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА

Литологический состав — основа для расчленения геологического разреза скважины и выделения в нем коллекторов и флюидоупорных отложений.

Литологическое расчленение разреза скважины осуществляется по характерным признакам, которые проявляются на диаграммах электрических, электромагнитных, радиоактивных, ядерно-магнитных, акустических и других методов каротажа. Признаки, по которым выделяются коллекторы, определяются характером разреза, типом коллектора, условиями бурения скважины.

Песчано-глинистые разрезы содержат коллекторы преимущественно межзерновые. Они отличаются от вмещающих пород по пористости, проницаемости, глинистости, что и является предпосылкой для их выделения геофизическими методами.

При бурении скважины на пресном глинистом растворе (фильтрат глинистого раствора менее минерализован, чем пластовая вода) с превышением гидростатического давления столба промывочной жидкости над пластовым давлением против коллекторов происходит сужение диаметра скважины по сравнению с диаметром долота за счет образования глинистой корки, создается радиальный градиент электрического сопротивления, возникают высокие отрицательные потенциалы самопроизвольной поляризации. Против глин, наоборот, образуются каверны значительных размеров, для них характерны противоположные по знаку аномалии потенциалов самопроизвольной поляризации и высокая радиоактивность. Против карбонатных и плотных пород обычно сохраняется номинальный диаметр скважины, отсутствуют аномалии потенциалов самопроизвольной поляризации, радиоактивность низка.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ

Пористость породы характеризует ее емкостные свойства. Выделяют общую пористость k_n , к которой относятся все пустоты в объеме породы, открытую $k_{по}$, которая объединяет сообщающиеся между собой поры, и эффективную $k_{п.эф}$, отражающую содержание в породе (помимо остаточной воды) нефти и газа. Кроме того, существует понятие динамической пористости $k_{пл}$, характеризующей фильтрацию через породу флюидов. По абсолютной величине эти пористости могут быть представлены в виде генетического ряда $k_n > k_{по} > k_{п.эф} > k_{пл}$.

Коэффициенты, количественно отражающие величину пористости, рассчитываются по формулам $k_n = k_{по} + k_{пз}$ ($k_{пз}$ — объем закрытых, не сообщающихся друг с другом пор) и $k_{п.эф} = k_{по} \times (1 - k_{во})$. Здесь $k_{во}$ — объем пор, занятых остаточной водой.

В условиях естественного залегания пород для определения пористости применяются как отдельные методы, так и их ком-

плексы. С помощью различных модификаций нейтронного, гамма-плотностного, акустического каротажа может быть непосредственно найдена общая пористость, а с помощью методов потенциалов собственной поляризации и электрического сопротивления — открытая пористость. Эффективная пористость может быть непосредственно оценена ядерно-магнитным каротажем или рассчитана по данным комплекса различных методов.

Для определения пористости продуктивных пластов в скважинах, бурящихся на месторождении в процессе его разработки, применяют такие геофизические методы, показания которых слабо зависят от изменяющихся во времени факторов (минерализации воды в пласте, нефтенасыщенности, пластового давления и др.). К их числу относятся компенсационный (многозондовый) нейтронный, гамма-плотностной и акустический каротаж.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Проницаемость — важнейший параметр пласта-коллектора, знание которого позволяет решать задачи проектирования и регулирования разработки нефтяных залежей. По данным геофизических исследований в скважинах проницаемость может быть оценена, если установлен характер корреляционных зависимостей между ней и геофизическими параметрами.

Физическими основами применения геофизических методов для оценки проницаемости является зависимость показаний некоторых методов от таких свойств горных пород, как глинистость, количество и характер распределения остаточной воды, структура порового пространства и т. д. Если эти связи достаточно сильные, то, например, существование зависимости между проницаемостью и глинистостью, с одной стороны, и естественной радиоактивностью и глинистостью, с другой, предполагает наличие связи показаний гамма-каротажа с проницаемостью пород. Аналогичная тесная связь количества и характера распределения остаточной воды с проницаемостью создает предпосылки для определения ее через удельное электрическое сопротивление нефтегазонасыщенной породы. Однако последний способ применим только при исследовании скважин, пробуренных на незатронутых разработкой участках залежи или месторождения. По мере разработки в пластовой системе изменяются: соотношение между содержанием в поровом пространстве воды и углеводородов, давление, температура, концентрация солей и т. д., что искажает регистрируемые геофизическими методами электрические параметры и ограничивает либо вообще исключает возможность определения проницаемости.

Во многих нефтегазоносных районах для межгранулярных коллекторов установлены достаточно тесные зависимости потенциалов самопроизвольной поляризации, гамма-интенсивности и электрического сопротивления от проницаемости.

Проницаемость по результатам исследований скважин методами потенциалов самопроизвольной поляризации и гамма-каротажа можно определить, если глинистые минералы присутствуют в коллекторе в рассеянном виде, глинистый цемент преобладает и содержание его изменяется в широком диапазоне. Для месторождения Узень, например, установлены и применяются при решении практических задач корреляционные связи вида

$$\lg k_{np} = 0,197 + 4,25 \alpha_{nc} \text{ (горизонт XIII);}$$

$$\lg k_{np} = 0,333 + 4,23 \alpha_{nc} \text{ (горизонт XIV);}$$

$$k_{np} = 80,5 - 126,9 \Delta I_1 - 123,5 \Delta I_1^2 + 194,2 \Delta I_1^3$$

(горизонты XIII, XIV)

или многомерная связь

$$k_{np} = 11,6 - 43,8 \alpha_{nc} \Delta I_1 + 41,3 (\alpha_{nc} \Delta I_1)^2 - 6,5 (\alpha_{nc} \Delta I_1)^3.$$

Здесь α_{nc} и ΔI_1 — относительный и двухразностный относительный параметры потенциалов самопроизвольной поляризации и интенсивности гамма-излучения соответственно.

Для месторождения Самотлор (для пласта БВ₈) установлена связь проницаемости с электрическими параметрами пласта

$$k_{np} = 20 + 11,92 \rho_n \alpha_{nc},$$

где ρ_n — удельное электрическое сопротивление.

Для Туймазинского месторождения (для пласта Д₁) связь удельного электрического сопротивления с проницаемостью описывается эмпирической зависимостью

$$k_{np} = 50 (\rho_{nn} \rho_{вп})^{0,5},$$

где ρ_{nn} и $\rho_{вп}$ — удельное электрическое сопротивление соответственно нефтяного пласта и того же пласта при 100 %-м насыщении пластовой водой.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ

Достоверность подсчета запасов нефти и газа, вовлекаемых в разработку, изучение и регулирование процесса нефтеизвлечения в первую очередь зависят от того, насколько правильно определены толщины продуктивных пород-коллекторов, их площадное развитие и характер залегания. Определение толщины состоит в выделении вначале прослоев проницаемых пород, установлении характера насыщенности и затем в суммировании их толщин.

На начальном этапе эксплуатации нефтегазовой залежи проницаемые прослои могут выделяться достаточно надежно с использованием качественных признаков, проявляющихся на диаграммах различных геофизических методов.

На поздних стадиях разработки залежи в зависимости от активности вовлечения пласта в эксплуатацию текущие пластовые давления могут быть как ниже (воздействие закачки слабое или отсутствует), так и выше (хорошее воздействие закачки) начального пластового давления. Практика показывает, что против активно разрабатываемых пластов, в которых текущее давление превышает начальное, не происходит уменьшение диаметра скважины, отсутствует или имеет небольшую глубину проникновение фильтрата промывочной жидкости. Понижающее проникновение становится более характерным для обводненных пластов.

В связи с этим на разрабатываемых месторождениях для выделения проницаемых прослоев и определения толщины пласта-коллектора приходится пользоваться количественными методами оценки фильтрационно-емкостных свойств пород. Для разделения пород на коллектор — неколлектор пользуются критическими значениями параметров k_n , k_{np} , $k_{гп}$ и др., т. е. толщина может определяться теми геофизическими методами, которые позволяют непосредственно оценивать пористость и глинистость коллектора. К таким методам относятся гамма-плотностной, акустический и компенсационный нейтронный каротаж.

Высокоинформативными при определении толщины пласта-коллектора являются исследования скважин ядерно-магнитным методом, поскольку его показания обуславливаются преимущественно наличием свободного флюида в поровом пространстве породы.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА

Характер насыщения породы-коллектора оценивают, как правило, на основе данных геофизических исследований в процессе бурения скважины. Эта задача является одной из главных, поскольку только наличие сведений о продуктивности разреза определяет целесообразность крепления ствола и ввод в эксплуатацию скважины.

Основные методы определения характера насыщения — электрический, электромагнитный, нейтронный каротаж и прямые методы. При электрическом и индукционном каротаже в основе оценки характера насыщения пласта лежит превышение его удельного электрического сопротивления ρ_n над критической величиной параметра $\rho_{п. крит.}$, характеризующей принадлежность исследуемого коллектора к непромышленному, продуктивному или водоносному пласту.

Важнейшее благоприятное условие надежного определения ρ_n — наличие зоны проникновения, глубина которой меньше радиуса исследования зонда электрического или индукционного каротажа. Если это условие не соблюдается, разделить коллекторы на продуктивные и водоносные однозначно нельзя.

Удельные электрические сопротивления коллекторов нефтяных месторождений

Месторождение	Горизонт	Удельное электрическое сопротивление пласта, Ом-м	
		нефтенасыщенного	водоносного
Ромашкинское	D ₁	30—40	1,0—1,5
Бавлинское	D ₁	50—100	0,8—1,0
Туймазинское	D ₁	20—60	0,6—1,3
"	D ₁₁	40—80	0,5—1,1
Тагринское	BB ₉	10—16	1,5—4,0
Узеньское	XIV—XVI	3—5	0,7—1,5
Зольненское	B ₂	100—300	1,0—2,0
Покровское	B ₂	50—200	1,0—1,5

Критические значения удельного электрического сопротивления $\rho_{п. крит}$ для коллектора данного типа устанавливаются на основе статистического анализа ρ_n по большому числу испытанных нефтегазонасыщенных и водоносных коллекторов.

Наиболее надежно задача выделения продуктивных коллекторов по данным электрического и индукционного каротажа может быть решена для чистых высокопористых межзерновых песчаных и карбонатных коллекторов. Эти коллекторы обычно характеризуются неглубоким проникновением фильтрата промысловой жидкости, а удельные сопротивления их $\rho_{нп}$ и $\rho_{вп}$ при насыщении соответственно нефтью (газом) или водой различаются во много раз. Поэтому продуктивные коллекторы легко выделить даже по показаниям простых установок электрического и электромагнитного каротажа. Для коллекторов, у которых в широких пределах изменяются пористость и глинистость, продуктивность установить возможно только при использовании данных об удельном электрическом сопротивлении (табл. 23) в комплексе с параметрами, отражающими изменение емкостно-фильтрационных свойств пород (методы ПС, ГК, акустический, нейтронный, гамма-плотностной).

Определение нефтенасыщенной толщины в однородном высокопроницаемом пласте, как отмечалось выше, не представляет трудностей, поскольку удельное сопротивление нефтенасыщенной части значительно выше удельного сопротивления водоносной части. В скважинах, пробуренных на заводненном участке месторождения, пласты и прослои, обводнившиеся минерализованной водой вследствие подъема водонефтяного контакта или продвижения внутреннего контура нефтеносности, уверенно выделяются при сопоставлении данных электрического каротажа с результатами, полученными этим методом против

пластов и в скважинах, где была вскрыта начальная нефтенасыщенная толщина коллектора.

Интервалы пласта, обводненные минерализованной пластовой водой, выделяются пониженными значениями удельных электрических сопротивлений на диаграммах электрического и электромагнитного каротажа. Если пласт промыт, величина его удельного сопротивления приближается к сопротивлению водоносного пласта.

В обсаженных скважинах нефтенасыщенные толщины выявляются по данным импульсного нейтронного каротажа. В нефтенасыщенных пластах среднее время жизни тепловых нейтронов в 1,5—2 раза выше, чем в пластах, насыщенных или промытых минерализованной водой. Исследования в обсаженных скважинах этим методом проводятся не раньше, чем через 10—15 дней после крепления ствола в продуктивном коллекторе, когда восстанавливается содержание солей в прискважинной зоне водоносного пласта. Расформирование зоны проникновения пресного фильтрата отражается на изменении показаний импульсного нейтронного каротажа в сторону уменьшения против водоносных и обводненных пластов при практическом постоянстве во времени против нефтенасыщенной части коллектора. Против газонасыщенной части пласта при этом происходит увеличение показаний импульсного нейтронного каротажа вследствие снижения водородосодержания при расформировании зоны проникновения.

При определенных соотношениях вязкостей нефти и воды, высоких пластовых давлениях, когда вода из ствола скважины не проникает в продуктивный коллектор, импульсным нейтронным каротажом может быть определен характер нефтегазоводонасыщенности перфорированного пласта.

При заводнении нефтеносных пластов нагнетаемой пресной или опресненной (смесь пресных поверхностных и минерализованных пластовых вод) водой их удельное электрическое сопротивление изменяется неоднозначно. Замещение нефти нагнетаемой водой и соответственно опреснение связанной воды ведут к тому, что сопротивление обводненного пласта может как уменьшаться, так и увеличиваться.

В общем, обводненные пресной водой пласты имеют несколько повышенное значение сопротивления по сравнению с нефтенасыщенными. Так, по пласту Д Ромашкинского месторождения электрическое сопротивление обводненных пресной водой пластов в большинстве случаев составляет 30—100, а нефтенасыщенных пластов — 30—40 Ом·м. На месторождении Узень сопротивление обводненных пластов 15—30, тогда как нефтенасыщенных — 3—5 Ом·м. В пласте БВ₈ Самотлорского месторождения сопротивление нефтеносного пласта при обводнении возрастает с 30 до 100 Ом·м. Однако в каждом конкретном случае выделить обводненные пласты только по величине удель-

ного сопротивления без учета других параметров трудно, так как они могут перекрываться.

Обводнение нефтенасыщенных пластов оказывает существенное влияние не только на удельное электрическое сопротивление, но и на форму и амплитуду кривой самопроизвольной поляризации, а также на геохимические и гидродинамические характеристики продуктивного пласта. Это дает возможность использовать для определения нефтенасыщенных толщин комплексы параметров, измеряемых при электрическом, электромагнитном (индукционном, диэлектрическом), импульсном нейтронном, гидродинамическом каротаже, а также при геохимическом анализе проб, отбираемых трубными пластонспытателями, опробователями пластов и др.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО И ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ

Начальное распределение воды, нефти и газа в залежи, положения водонефтяного, газонефтяного контактов, переходных или нефтенасыщенных зон в пластах-коллекторах имеют важное значение при изучении выработки запасов в процессе разработки залежи.

Понятие о водонефтяном контакте как граничной плоскости между нефтью и водой условно. В разрезе нефтяной залежи можно выделить следующие зоны: предельной нефтенасыщенности $k_{н, пр}$ и недонасыщенности, составной частью которой является зона постепенного перехода от нефти к воде (переходная зона). Переходная зона возникает под действием двух факторов — капиллярных сил, различия плотностей нефти и воды, влияющих на давление всплывания p_v системы нефть—вода,

$$p_v = (\delta_v - \delta_n) h_n 0,1,$$

где h_n — высота залежи; δ_v и δ_n — плотность соответственно воды и нефти.

Из-за различия плотностей нефти и воды перепад давления в разных точках залежи неодинаков и, следовательно, остаточная водонасыщенность будет возрастать по мере приближения к водонефтяному контакту.

Переходная зона от нефти к воде образуется в процессах как формирования залежи, так и ее эксплуатации при вытеснении нефти водой.

Наличие зоны недонасыщенности определяется в основном структурно-литологическими особенностями строения резервуара и временем формирования залежи. Значительные по толщине недонасыщенные зоны встречаются на месторождениях в сравнительно молодых залежах, в которых процесс гравитационного перераспределения нефти и воды не закончен. Так, например, на Усть-Балыкском месторождении толщина зоны недонасыщенности над водонефтяным контактом достигает 50 м, а переходной зоны не превышает 2 м.

Зоны недонасыщенности характеризуются по данным электрического и электромагнитного каротажа низкими удельными сопротивлениями, а при опробовании из них получают чистую нефть или нефть с примесью небольшого количества воды. Переходная зона отмечается постепенным увеличением удельного сопротивления от водонасыщенной к нефтенасыщенной части пласта. При опробовании из этой зоны обычно в скважину поступает нефть с водой.

Толщина переходной зоны зависит от условий формирования залежи, степени литологической неоднородности горизонта, проницаемости коллектора и может изменяться в пределах месторождения от нуля до нескольких метров. Нефтенасыщенность в переходной зоне k_n изменяется по закону

$$k_n = 1 - Ah^{1/n},$$

где A — постоянная величина; n — коэффициент, зависящий от структуры порового пространства; h — высота над зоной 100 %-го водонасыщения.

Деление залежи на указанные выше зоны имеет важное практическое значение, поскольку позволяет правильно производить геометризацию и распределение запасов в продуктивных горизонтах и прогнозировать наиболее вероятные пути продвижения воды в процессе нефтеизвлечения.

Для нефтегазоносных объектов, кроме водонефтяного контакта, необходимо устанавливать положение газонефтяного раздела по каждой скважине и залежи. По аналогии с водонефтяным контактом за газонефтяной контакт принимают поверхность, выше которой из пласта в скважину поступает газ, а ниже до подошвы переходной зоны — нефть с газом. Переходная зона в нефтегазоносной части залежи обычно не превышает 30—35 % от водонефтяной зоны.

Хотя минеральный каркас породы и нефть имеют очень высокие электрические сопротивления, нефтенасыщенные породы обладают относительно невысокими сопротивлениями. Это объясняется наличием в породе остаточной воды, имеющей из-за высокого содержания минеральных солей низкое электрическое сопротивление. Количество остаточной воды возрастает с увеличением дисперсности породы, поэтому мелкозернистые разности коллекторов содержат больше остаточной воды, чем крупнозернистые. Отношение объема пор, занятых остаточной водой, к общему объему порового пространства называют коэффициентом остаточного водонасыщения $k_{ов}$.

Содержание нефти или газа в коллекторе характеризуется коэффициентом нефтегазоныщения $k_{нг}$ — отношением доли объема пор, занимаемого углеводородами, ко всему объему пор. В соответствии с этими определениями $k_{нг}$ и $k_{ов}$ связаны соотношением $k_{нг} + k_{ов} = 1$. Остаточная вода в коллекторе может быть двух видов: физически связанная, практически неподвиж-

ная с $k_{\text{ов.св}}$, и подвижная, капиллярно удерживаемая в поровом пространстве породы, $k_{\text{ов.под}}$. Очевидно, что

$$k_{\text{ов. под}} + k_{\text{ов. св}} = k_{\text{ов}}.$$

В зоне предельного нефтегазонасыщения коллектора подвижная остаточная вода отсутствует, в этом случае

$$k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{ов. св}}.$$

В коллекторе с неполным нефтегазонасыщением, например в водонефтяной зоне залежи, присутствуют связанная и подвижная вода и поэтому

$$k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{ов. под}} - k_{\text{ов. св}}.$$

В гидрофобном коллекторе, который встречается в природе сравнительно редко, остаточная вода отсутствует и $k_{\text{нг}} = 1$.

Коэффициент нефтенасыщенности k_n определяют по данным исследования бурящихся скважин методами электрического или электромагнитного каротажа в нефтяной и нефтеводяной частях залежи; коэффициент газонасыщенности k_g — в газоносном пласте; коэффициент нефтегазонасыщенности $k_{\text{нг}}$ — в коллекторе, который одновременно содержит нефть и газ (например, коллектор газовой шапки нефтяного месторождения, содержащий диспергированную нефть).

Определение коэффициента нефтегазонасыщения по удельному электрическому сопротивлению основано на связи параметра насыщения P_n с коэффициентом водонасыщения k_v ($k_{\text{ов}}$). Установив k_v по параметру насыщения P_n , значение $k_{\text{нг}}$ рассчитывают:

$$k_{\text{нг}} = 1 - k_v.$$

Параметр насыщения P_n показывает, во сколько раз удельное сопротивление пласта $\rho_{\text{нп}}$, насыщенного нефтью или газом, превышает удельное сопротивление $\rho_{\text{вп}}$ того же пласта, если он полностью водонасыщен:

$$P_n = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}.$$

Для большинства коллекторов связь P_n с k_v в области средних и низких значений k_v (менее 40 %) описывается эмпирическим выражением

$$P_n = a k_v^n,$$

где a — постоянный коэффициент, близкий к единице; n — показатель смачиваемости, имеющий величину от 1,8 до 3,5. Показатель n уменьшается с увеличением глинистости и возрастает с увеличением гидрофобности коллектора.

На разрабатываемых месторождениях, где продуктивные пласты в той или иной степени могут быть заводнены, использовать для определения k_v связи его с P_n , полученные на начальном этапе эксплуатации залежи, нельзя. Это обусловлено тем, что величина параметра насыщения P_n зависит от соотно-

шения количеств связанной и свободной воды и величины их удельного электрического сопротивления. При удельном сопротивлении связанной воды, меньшем сопротивления свободной воды, что наблюдается при обводнении коллектора пресной закачиваемой водой, использование имеющейся зависимости $P_n = f(k_v)$ приводит к завышению определяемых $k_{нг}$. Завышение величины коэффициента нефтегазонасыщения будет тем большим, чем меньше отношение $\rho_{ов.св}/\rho_{ов.подв}$ и выше k_v . Следовательно, в условиях значительного колебания величины удельного сопротивления пластовой воды из-за изменения концентрации в ней солей для расчетов $k_{нг}$ необходимо иметь зависимость $P_n = f(k_v)$ для вод различной минерализации. Ниже приведены экспериментальные связи P_n с k_v для коллекторов продуктивных горизонтов некоторых месторождений, полученные на различных этапах эксплуатации залежей нефти.

Туймазинское месторождение — девонские отложения

$$P_n = 1,07 k_v^{1,89} \text{ (при } \rho_v = 0,05 \text{ Ом} \cdot \text{м);}$$

$$P_n = 1,26 k_v^{1,07} \text{ (при } \rho_v = 2,2 \text{ Ом} \cdot \text{м).}$$

Узеньское месторождение — юрские отложения

$$P_n = 1,07 k_v^{2,62} \text{ (при } \rho_v = 0,054 \text{ Ом} \cdot \text{м);}$$

$$P_n = 3,12 k_v^{0,98} \text{ (при } \rho_v = 0,43 \text{ Ом} \cdot \text{м).}$$

Среднее Приобье Западной Сибири — верхнемеловые отложения

$$P_n = 1,07 k_v^{1,87} \text{ (при } \rho_v = 0,3 \text{ Ом} \cdot \text{м);}$$

$$P_n = 1,16 k_v^{2,62} \text{ (при } \rho_v = 2,2 \text{ Ом} \cdot \text{м).}$$

Для определения коэффициента нефтенасыщенности в условиях изменяющейся концентрации солей в пластовой воде из-за закачки в пласт пресных поверхностных вод перспективными являются данные исследований в скважинах, пробуренных на нефилтрующемся растворе (не образующем глубокой зоны проникновения), и в скважинах специальной конструкции (крепление продуктивного разреза стеклопластиковыми трубами).

Перспективно применение для определения коэффициента нефтенасыщенности данных волнового диэлектрического каротажа в скважинах специальной конструкции.

Горная порода — сложная система, состоящая из ряда компонентов, поэтому диэлектрическая проницаемость ее определяется составом и соотношением твердой, жидкой и газообразной фаз, формой и степенью смачиваемости поровых каналов, а также частотой электромагнитного поля и температурой окружающей среды. Однако, поскольку диэлектрическая проницаемость твердого компонента породы и нефти значительно ниже ее величины в воде (ϵ породообразующих минералов 4—10.

нефти — 2—3, воды 80—55 отн. ед.), диэлектрическая проницаемость породы-коллектора будет определяться преимущественно ее влагонасыщенностью.

Нефтенасыщенным коллекторам соответствует диэлектрическая проницаемость около 5—12 отн. ед. при содержании глинистого цемента до 12 % и 12—16 отн. ед. при содержании глинистого цемента более 12 %. Для водонасыщенных коллекторов характерна диэлектрическая проницаемость 17—27 отн. ед.

Значительная зависимость диэлектрической проницаемости породы от водонасыщенности, сравнительно слабая зависимость ϵ от минерализации в диапазоне температур 20—100 °С, значительная дифференциация по ϵ нефтенасыщенных и водоносных пород предопределяют большие возможности волнового диэлектрического каротажа при изучении динамики нефтенасыщения пород-коллекторов.

Диэлектрическая проницаемость пласта может быть представлена в виде суммы диэлектрических проницаемостей фаз ϵ_i , составляющих породу, умноженных на их содержание d_i :

$$\epsilon = \sum_i \epsilon_i d_i.$$

Для четырехфазной системы

$$\epsilon_{\text{пл}} = \epsilon_{\text{к}} (1 - k_{\text{н}} - k_{\text{г.л}}) + \epsilon_{\text{н}} k_{\text{н}} + \epsilon_{\text{в}} (1 - k_{\text{н}}) k_{\text{г.л}} + \epsilon_{\text{г.л}} k_{\text{г.л}},$$

где $\epsilon_{\text{к}}$ — диэлектрическая проницаемость минерального каркаса коллектора (для песчаника $\epsilon = 5$ отн. ед., для известняка $\epsilon = 8$ отн. ед.); $\epsilon_{\text{н}}$ — диэлектрическая проницаемость нефти ($\epsilon_{\text{н}} = 2,5 \div 3$ отн. ед.); $\epsilon_{\text{в}}$ — диэлектрическая проницаемость воды ($\epsilon_{\text{в}} = 80$); $\epsilon_{\text{г.л}}$ — диэлектрическая проницаемость глинистого цемента ($\epsilon_{\text{г.л}} = 40 \div 50$ отн. ед.); $k_{\text{г.л}}$, $k_{\text{н}}$, $k_{\text{в}}$ — коэффициенты глинистости, пористости, нефтенасыщенности соответственно.

Отсюда коэффициент нефтенасыщенности

$$k_{\text{н}} = \frac{(\epsilon_{\text{пл}} - \epsilon_{\text{к}}) + k_{\text{г.л}} (\epsilon_{\text{г.л}} - \epsilon_{\text{к}}) + k_{\text{в}} (\epsilon_{\text{к}} - \epsilon_{\text{н}})}{\epsilon_{\text{н}} - \epsilon_{\text{н}}}$$

Для водоносного пласта

$$\epsilon_{\text{вп}} = \epsilon_{\text{к}} (1 - k_{\text{н}} - k_{\text{г.л}}) + \epsilon_{\text{н}} k_{\text{н}} + \epsilon_{\text{г.л}} k_{\text{г.л}}.$$

Для газонасыщенной среды диэлектрическая постоянная лучше всего описывается выражением вида

$$\lg \epsilon_{\text{гс}} = \sum_i Q_i \lg \epsilon_i,$$

где ϵ_1 , ϵ_2 , Q_1 , Q_2 — соответственно диэлектрические проницаемости компонентов и их объемные содержания в среде.

Диэлектрическая проницаемость газонасыщенного пласта связана с коэффициентом газонасыщенности соотношением

$$\lg \epsilon_{\text{г.л}} = k_{\text{г}} \lg \epsilon_{\text{к}},$$

где $\epsilon_{\text{к}}$ — диэлектрическая проницаемость минерального каркаса при отсутствии остаточной воды.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности на любом этапе эксплуатации нефтяной залежи пользуются экспериментально установленными данными об изменении отношения диэлектрической проницаемости нефтенасыщенного пласта к диэлектрической проницаемости того же пласта при 100 %-й водонасыщенности.

Глава 13

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В ПЛАСТАХ

При разработке нефтяных залежей с закачкой в пласт вытесняющего агента главными вопросами являются продвижение контуров нефтеносности без оставления целиков неотобранной нефти и обеспечение максимального нефтензвлечения. Управление процессом перемещения водонефтяного контакта и фронта заводнения возможно только при наличии информации о динамике нефтенасыщения пластов по площади месторождения.

Использование геофизических методов исследований в скважинах и в околоскважинных пространствах должно обеспечивать постоянное и надежное наблюдение за полнотой вытеснения нефти закачиваемой водой или другим агентом и управление этими процессами для достижения высокой нефтеотдачи пластов, что является одним из основных условий рациональной разработки нефтяных месторождений.

Наблюдение за процессом заводнения нефтеносных пластов геофизическими методами складывается из решения следующих задач: установления начального состояния нефтеводонасыщенности пластов; определения текущего положения водонефтяного контакта или нефтенасыщенной толщины продуктивного коллектора в скважинах; выявления текущего контура заводнения; определения направления движения жидкости (нефти, минерализованной пластовой или закачиваемой пресной воды или их смеси) в пласте; оценки вертикальной и горизонтальной скорости движения жидкости в пласте; определения объема заводненной части залежи; определения степени вытеснения нефти водой и др.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОХВАТА ПЛАСТОВ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ

Охват нефтяной залежи процессом нефтензвлечения изучается на основе систематических наблюдений за эксплуатационными характеристиками пластов в добывающих и нагнетательных скважинах.

Эксплуатационные характеристики пластов определяются толщиной, вертикальной неоднородностью, продуктивностью

отдельных прослоев, эффективностью вскрытия нефтенасыщенной толщины перфорацией и т. д. Изучение и наблюдение за их изменением методами промысловой геофизики основано на выделении в разрезах добывающих скважин интервалов, из которых происходит приток в ствол скважины жидкости с оценкой ее объема (расхода) для каждого пласта. В нагнетательных скважинах аналогично выделяются интервалы, поглощающие жидкость, определяются объемы жидкости, поглощаемой каждым пластом. В эксплуатационных и нагнетательных скважинах измеряется также давление в пластах и пропластках.

При наблюдении за процессом разработки залежи нефти геофизические исследования, проводимые в нагнетательных скважинах, должны обеспечивать: оценку приемистости пластов на разных этапах заводнения залежи и при различных режимах нагнетания; прогнозирование опережающего заводнения объекта разработки по толщине, оценку эффективности технологических мероприятий по увеличению охвата залежи заводнением.

Используя получаемые в результате исследований в нагнетательных скважинах расходомерной и высокочувствительной термометрической графики изменения суммарного (для всех пластов, залегающих ниже заданной глубины) или поинтервального (на единицу толщины) расхода по глубине скважины и сведения об общей охлажденной толщине пласта вследствие закачки поверхностной воды, определяют коэффициент действующей толщины

$$k_{\text{дт}} = h / h_{\text{эф}},$$

где h — сумма интервалов пласта, в которых происходит поглощение жидкости; $h_{\text{эф}}$ — сумма толщины проницаемых прослоев во вскрытом перфорацией интервале пласта-коллектора.

Коэффициент действующей толщины редко бывает равным единице и не всегда определяет степень охвата пласта заводнением. Это связано с тем, что под нагнетание скважины ставят без предварительного изучения качества первичного (бурением) и вторичного (перфорацией) вскрытия продуктивного коллектора. Кроме того, в процессе нагнетания воды фильтры скважины засоряются и поглощение жидкости происходит неравномерно.

Если пласт сравнительно однороден и между прослоями имеется гидродинамическая связь, то на некотором удалении от скважины вода растекается по всей толщине пропорционально давлениям в прослоях. В пласте БВ₈¹⁻² Самотлорского месторождения, например, коэффициент действующей толщины колеблется в пределах 0,01—0,3, тогда как этот пласт весьма однороден по фильтрационно-емкостным свойствам. Это показало бурение на заводненных зонах, где по ряду пластовых пересечений в ближних к нагнетательному рядах скважин отмечено полное заводнение пласта.

В эксплуатационных скважинах в результате исследования профилей притока и термограмм выявляются интервалы, из которых в ствол скважины поступает нефть, и определяется коэффициент действующей толщины

$$k_{\text{дт}} = h_{\text{п}} / h_{\text{эф}},$$

где $h_{\text{п}}$ — сумма интервалов пласта, из которых происходит приток нефти; $h_{\text{эф}}$ — сумма толщин проницаемых прослоев во вскрытом перфорацией интервале пласта-коллектора.

По тем же причинам, что и в нагнетательных скважинах, в эксплуатационных скважинах величины коэффициентов действующей толщины не всегда отражают фактическое состояние пласта. Кроме того, измерения расходомерами в перфорированной части эксплуатационной колонны часто бывают искаженными из-за раздутия колонны и нарушения цементного кольца.

Выявить основные закономерности охвата пласта выработкой позволяет статистическая обработка данных об интервалах притока и поглощения в скважинах. Для этого строятся сводно-статистические разрезы продуктивного горизонта, на которых по горизонтальной оси откладывается число скважин (в процентах от общего количества исследованных скважин), в которых в заданном интервале отмечается приток или поглощение жидкости, а по вертикальной — местоположение интервала по глубине относительно репера.

По сводно-статистическим кривым распределения коэффициентов действующей толщины (рис. 41) отмечается более высокая степень выработки продуктивного горизонта по толщине пласта $БВ_8^{1-2}$. В пласте $БВ_8^0$ наиболее полно вырабатывается верхняя часть, средняя часть пласта отстает в выработке, а нижняя, имеющая линзовидное строение, вырабатывается очень слабо. Для пласта $БВ_8^{1-2}$ отмечается более равномерная выработка запасов. В большей степени вырабатывается нижняя часть, верхняя и средняя части вырабатываются примерно одинаково. Пласт $БВ_8^3$ характеризуется большей выработкой по средней части, верхняя часть участвует в выработке в меньшей степени, а нижняя — слабо охвачена разработкой. На статистической кривой распределения коэффициента действующей толщины по нагнетательным скважинам нижняя часть пласта $БВ_8^3$ не охвачена процессом вытеснения.

По исследованиям в скважинах глубинными манометрами в комплексе с расходомерией оценивают закономерность изменения коэффициентов продуктивности (приемистости) и давления в пластах в процессе разработки.

В качестве примера на рис. 42 приведены результаты попластовых определений коэффициента продуктивности и давления в скв. 4571 Самотлорского нефтегазового месторождения. Исследования выполнялись через четыре года после ввода скважины в разработку, т. е. когда продуктивность пластов обычно восстанавливается до максимальной и начинается про-

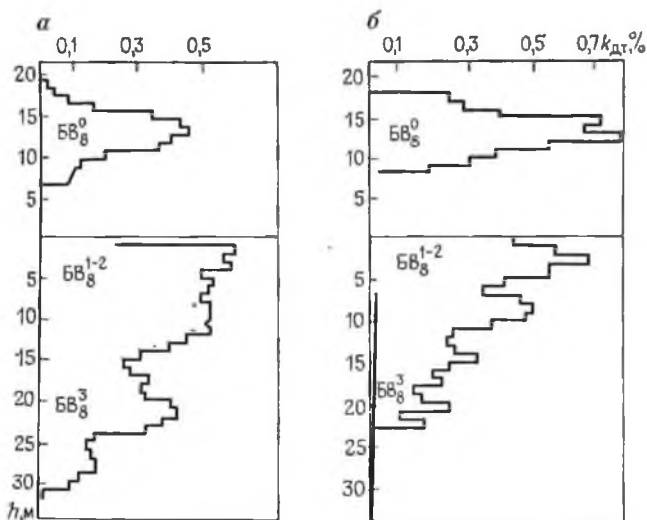


Рис. 41. Сводно-статистические кривые коэффициента действующей толщины продуктивного пласта-коллектора в эксплуатационных (а) и нагнетательных (б) скважинах для одной из залежей Самотлорского месторождения

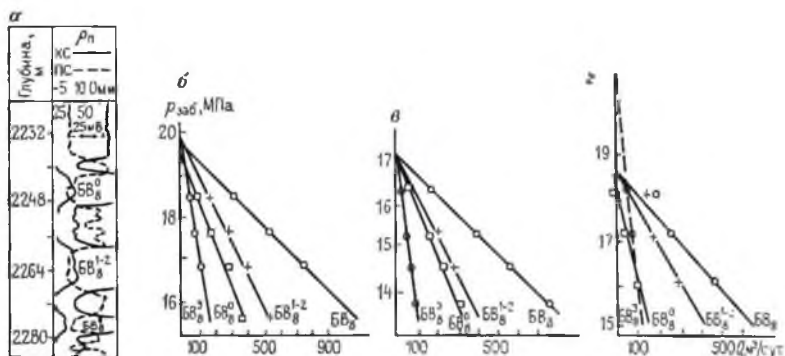


Рис. 42. Результаты пластовых определений коэффициента продуктивности и давления.

а — геофизический разрез пласта-коллектора; б—г — гидродинамические характеристики пластов при обводненности продукции скважины 17, 20 и 40 % соответственно

цесс обводнения добываемой продукции. Гидродинамические измерения проводились при четырех режимах работы скважины в периоды, когда обводненность продукции составляла 17, 20 и 40 %. Данные определения пластового давления и коэффициента продуктивности по результатам этих исследований приведены в табл. 24.

Изменения продуктивности и давления пластов
в процессе обводнения

Параметр	Пласт			В целом по горизонту
	$BВ_8^0$	$BВ_8^{1-2}$	$BВ_8^3$	
Обводненность продукции 17 %				
Пластовое давление, МПа	19,44	20,0	20,0	19,8
Пластовое давление, приведенное к поверхности ВНК, МПа	19,96	20,52	20,52	20,32
Коэффициент продуктивности, (м³/сут)/МПа	98	122	26	236
Обводненность продукции 20 %				
Пластовое давление, МПа	17,1	17,1	17,0	17,2
Пластовое давление, приведенное к поверхности ВНК, МПа	17,8	17,8	18,24	17,84
Коэффициент продуктивности, (м³/сут)/МПа	85	105	21	211
Обводненность продукции 40 %				
Пластовое давление, МПа	17,8	18,4	20,45	18,52
Пластовое давление, приведенное к поверхности ВНК, МПа	18,45	19,12	21,09	19,05
Коэффициент продуктивности, (м³/сут)/МПа	40	120	18	185

Из данных табл. 24 видно, что по мере обводнения продукции скважины коэффициент продуктивности пластов $БВ_8^0$ и $БВ_8^3$ постепенно уменьшался. Соответственно снизился коэффициент продуктивности в целом горизонта с 236 (м³/сут)/МПа при обводненности продукции 17 % до 185 (м³/сут)/МПа при обводненности 40 %.

В условиях обводнения скважин из-за опережающего проникновения вытесняющего агента по высокопроницаемым прослоям продуктивного коллектора охват залежи выработкой не может быть оценен лишь по величинам коэффициента действующей толщины. В эксплуатационных скважинах интервалы притока могут быть связаны с поступлением в ствол скважины как нефти, так и воды. Поэтому охват залежи выработкой характеризуют такими понятиями, как работающая (действующая) и обводненная толщина.

Под работающей толщиной принято понимать часть эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного коллектора,

в которой существующими расходометрическими датчиками фиксируется приток жидкости в ствол скважины. При этом к зафиксированному интервалу притока приобщают вскрытые перфорацией части пласта, которые не отделены от него непроницаемыми перемычками (т. е. вся гидродинамически связанная толщина пласта, охарактеризованная хотя бы одним интервалом притока).

Под обводненной толщиной понимают часть работающей толщины, в которой существующими датчиками состава потока зафиксированы притоки воды в ствол скважины.

На рис. 43 приведен пример исследования скв. 4679 Самотлорского нефтегазового месторождения комплексом потокометрических методов в безводный период эксплуатации (рис. 43, а) и после обводнения продукции (до 48 %) в результате прорыва вытесняющего агента по пласту (рис. 43, б). Интервал поступления воды в ствол скважины четко отмечается по показаниям влагомера и индукционного резистивметра. Он приурочен к подошвенной части пласта БВ₈¹⁻².

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО И ГАЗОНЕФТЯНОГО КОНТАКТОВ, КОНТУРОВ И НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

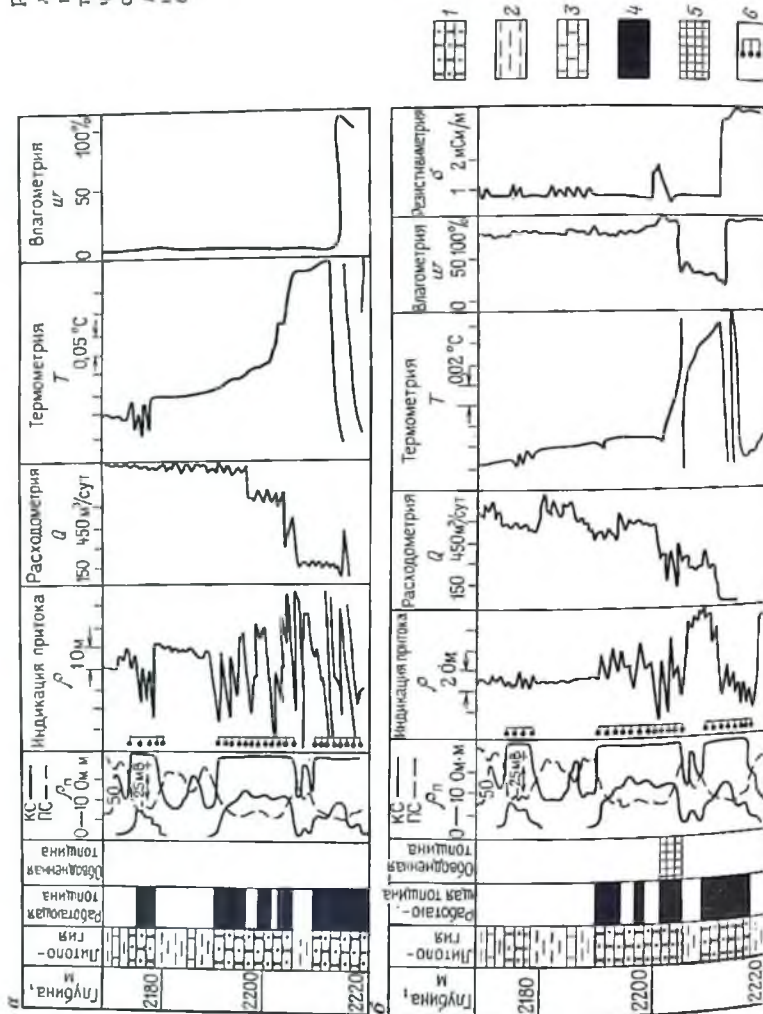
Начальное положение водонефтяного контакта определяется по данным исследования скважин электрическими и электромагнитными методами по мере разбуривания залежи скважинами. Для этого подбирают скважины, в разрезах которых по электрическому сопротивлению четко выделяется граница между нефтеносной и водонасыщенной частями пласта. Чтобы исключить случайные ошибки при установлении положения водонефтяного контакта, площадь залежи делят на зоны, в пределах которых должно располагаться по 10—15 скважин с ВНК, и для них рассчитывают среднюю глубину его положения и среднее квадратическое отклонение от средней глубины. Найденное таким образом начальное положение поверхности водонефтяного контакта по площади залежи является основой для оценки изменений, происходящих в процессе разработки в нефтяной и водонефтяной частях залежи.

Наблюдение за перемещением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности ведут по данным геофизических исследований в скважинах, бурящихся для уплотнения сетки, и в опорной сети обсаженных наблюдательных скважин с неперфорированными пластами.

При заводнении залежи минерализованной пластовой водой и отсутствии или неглубоком проникновении пресной промывочной жидкости в пласт наиболее информативными в бурящихся скважинах являются исследования высокочастотными электромагнитными методами. С помощью индукционного каротажа при хорошей дифференциации кривой с высокой точностью

Рис. 43. Результаты определения работающей (а) и обводненной (б) толщины пласта по комплексу поточеских методов исследований в скважине.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — плотный пласт; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — интервал фильтра



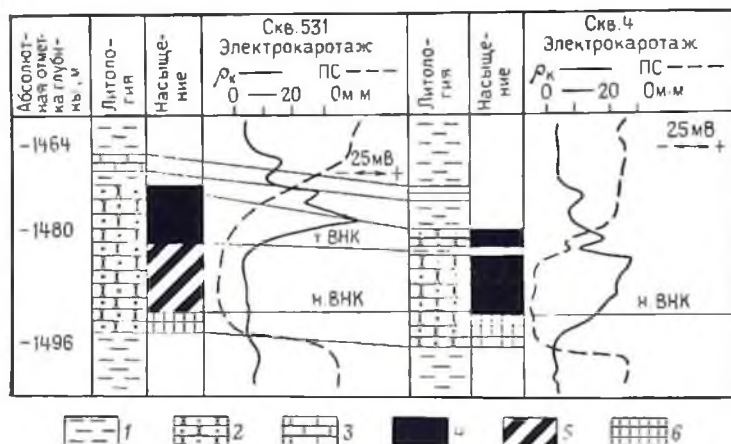


Рис. 44. Сопоставление геолого-геофизических разрезов скважин для определения скорости подъема водонефтяного контакта.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — известняк; 4 — нефть; 5 — нефть с водой; 6 — вода; и. ВНК, т. ВНК — соответственно начальный и текущий ВНК

может быть определено удельное электрическое сопротивление пород низкого сопротивления, особенно водоносных и обводненных минерализованной водой.

При заводнении пластов нагнетаемой пресной водой выделение водонефтяного контакта электрическими и электромагнитными методами осложняется, притом тем больше, чем меньше разница в минерализации пластовой и закачиваемой вод. На рис. 44 в качестве примера сопоставлены геофизические разрезы двух скважин, расположенных на одном участке месторождения, но пробуренных в разное время. Видно, произошел подъем водонефтяного контакта почти на 12 м, который четко фиксируется по кривым сопротивления в скв. 531 относительно начального положения контакта (скв. 4).

Обводнение пласта пресной водой иногда удается зафиксировать по изменению формы кривой потенциалов самопроизвольной поляризации ПС. Физические основы этого способа состоят в том, что величина амплитуды ПС на контакте глины и песчаника определяется соотношением минерализаций жидкостей, насыщающих эти породы:

$$\Delta U_{\text{ПС}} = (A_{\text{д.г.л}} - A_{\text{д.п}}) \lg (\rho_{\text{ф}} \rho_{\text{в}}),$$

где $\rho_{\text{в}}$ — электрическое сопротивление пластовой воды; $\rho_{\text{ф}}$ — электрическое сопротивление фильтрата глинистого раствора; $A_{\text{д.г.л}}$, $A_{\text{д.п}}$ — диффузионно-адсорбционная активность глины и песчаника соответственно.

При прохождении пресной воды через пласт величина $\Delta U_{\text{ПС}}$ на границе между глиной и песчаником уменьшается по

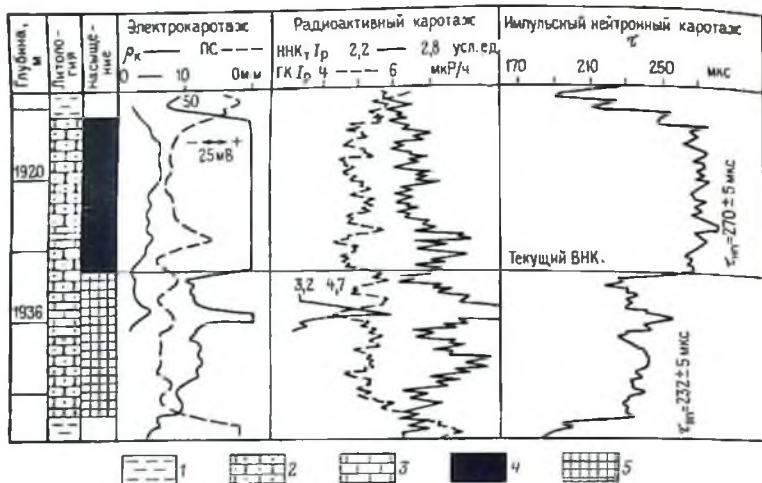


Рис. 45. Сопоставление результатов исследования скважины на момент бурения и в период эксплуатации для определения положения водонефтяного контакта.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — плотный пласт; 4 — нефть; 5 — вода

сравнению с разностью потенциалов, зафиксированной при насыщении пласта минерализованной водой, т. е. как бы происходит смещение нормального уровня линии глин.

В обсаженных наблюдательных скважинах опорной сети для определения положения водонефтяного контакта наиболее эффективны исследования методом импульсного нейтронного каротажа. При вытеснении нефти пластовой водой они позволяют определять ВНК в общем случае при содержании солей хлористого натрия в воде более 40—50 г/л, а в особо благоприятных условиях и при тщательно выполненных замерах с очень высокой точностью, даже при 20—25 г/л.

На рис. 45 приведен пример определения текущего водонефтяного контакта по исследованиям в скв. 1066 Самотлорского месторождения методом импульсного нейтронного каротажа. За период, прошедший с того времени, когда была пробурена скважина и проведен электрический каротаж, до момента, когда были выполнены замеры методом импульсного нейтронного каротажа при минерализации пластовой воды 27 г/л NaCl, положение водонефтяного контакта в продуктивном разрезе горизонта АВ₄₋₅ практически не изменилось.

Опорную сеть наблюдательных скважин, исследуемых методом импульсного нейтронного каротажа, стараются формировать из числа эксплуатационных скважин, пробуренных на пласты, залегающие ниже основного продуктивного горизонта. При этом скважины необходимо располагать на участках мес-

торожения, где продуктивный пласт представлен мощным и относительно однородным коллектором.

В процессе разработки с учетом выявленных особенностей геологического строения залежи сеть наблюдательных скважин формируется из пробуренных на участках водонефтяных зон между эксплуатационными и нагнетательными рядами, в которых при относительно однородном строении продуктивного горизонта имеется максимальное число пластов, эксплуатирующихся одновременно. При разработке залежи нефти с применением площадного, очагового, избирательного заводнения пластов сеть наблюдательных скважин выбирается также с учетом конкретных особенностей системы размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин.

После прохождения через наблюдательные скважины внешнего контура нефтеносности их необходимо использовать как оценочные скважины для количественного определения эффективности выработки продуктивного пласта методом пробной эксплуатации. Количество добытой при этом нефти будет характеризовать полноту извлечения ее из продуктивного пласта в результате вытеснения закачиваемой водой.

В процессе обводнения продуктивного пласта пресными закачиваемыми водами минерализация насыщающей пласт воды может изменяться в широких пределах и среднее время жизни тепловых нейтронов τ будет принимать значения, характерные как для нефтеносных, так и обводненных пластов. В этом случае выделение интервалов обводнения и положения ВНК необходимо осуществлять с помощью временных замеров методом импульсного нейтронного каротажа, которые позволяют зафиксировать момент прохождения по пласту фронта соленой воды.

На рис. 46 приведен пример исследования динамики заводнения продуктивного горизонта S_2 Арланского месторождения в одной из наблюдательных скважин. При обводнении пласта плотность тепловых нейтронов, пропорциональная их среднему времени жизни, изменяется следующим образом: вначале она характерна для нефтеносного пласта, затем появляются интервалы уменьшения значений регистрируемой интенсивности излучения — прохождение фронта минерализованной (соленой) воды, потом эти значения снова увеличиваются, что соответствует заводнению интервалов пласта опресненной водой, и, наконец, против пласта конфигурация кривой становится близкой к первоначальной (обводнение пресной водой).

При исследовании бурящихся скважин на заводненных участках залежи, когда прорыв закачиваемой пресной воды произошел в средней части нефтеносного пласта, изменений в показаниях кривой потенциалов самопроизвольной поляризации в общем случае не происходит. При заводнении нефтеносного пласта нагнетаемой пресной или опресненной водой (смесь пресной поверхностной и пластовой воды) его удельное электрическое сопротивление также изменяется неоднозначно. За-

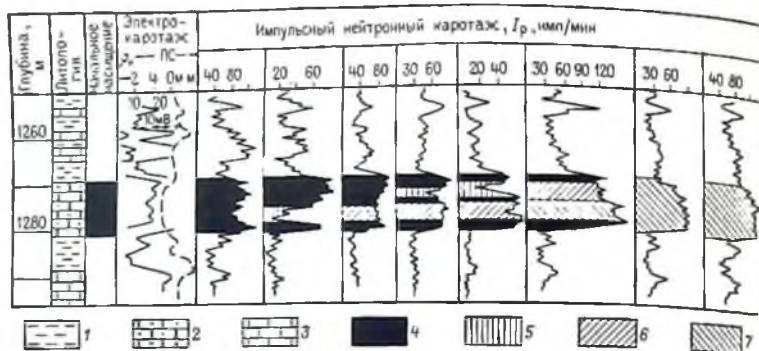


Рис. 46. Результаты наблюдения за динамикой заводнения продуктивного пласта по временным замерам импульсным нейтронным каротажем.
1 — глина; 2 — песчаник; 3 — известняк; 4 — нефть; 5 — минерализованная вода; 6 — опресненная вода, 7 — пресная вода

мещение нефти нагнетаемой водой и соответственно опреснение рыхло связанной воды ведет к тому, что сопротивление обводненного пласта (прослая) может как уменьшаться, так и увеличиваться. Однако рост сопротивлений ограничивается наличием на минеральных частицах породы моно- и полимолекулярных слоев связанной воды, обладающей аномальной электропроводностью. В общем, обводненные пресной водой пласты имеют несколько более высокое сопротивление по сравнению с нефтеносными пластами, но порядок сопротивлений одинаков, и разделить пласты только по этому параметру без привлечения других данных практически невозможно.

В условиях вытеснения нефти пресной водой для изучения динамики нефтенасыщения продуктивного коллектора перспективными являются исследования скважин высокочастотными электромагнитными методами в модификации волнового диэлектрического каротажа. Исследования этим методом могут выполняться как в бурящихся скважинах (если заведомо известно, что проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт нет), так и в специально пробуренных наблюдательных скважинах с креплением продуктивного разреза неметаллическими трубами (стеклопластиковый хвостовик).

На рис. 47 приведен пример изучения выработки продуктивных пластов Б-I и Б-II в бобриковском горизонте Ромашкинского месторождения. В скв. 17441 Северо-Альметьевской площади продуктивные коллекторы представлены песчаниками и алевролитами со средней пористостью 24 % и проницаемостью 0,5 мкм². Разработка их ведется путем нагнетания в пласты сточных вод плотностью 1,05—1,1 г/см³.

Положение водонефтяного контакта на момент бурения скважины по данным электрического и электромагнитного каротажа было приурочено к подошве пласта Б-II, который характе-

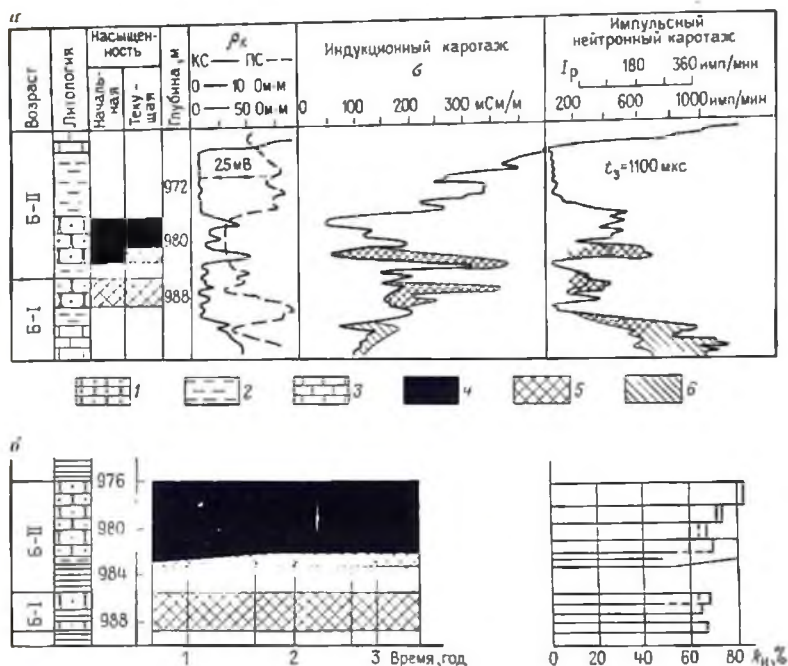


Рис. 47. Результаты наблюдения за динамикой выработки пласта по временным замерам индукционным и импульсным нейтронным каротажем в наблюдательной скважине.

а — сопоставление результатов двух измерений, выполненных в разное время; б — динамика нефтенасыщенной толщины и степени выработки продуктивного разреза. 1 — песчанник; 2 — глина; 3 — известняк; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — зона расформирования фильтра промывочной жидкостью

ризовался как «подмоченный». Пласт Б-1 к этому моменту был полностью заводнен с коэффициентом остаточной нефтенасыщенности 62—65 %.

В течение трех лет в скважине периодически выполнялись исследования индукционным и импульсным нейтронным каротажем, которыми представилось возможным зафиксировать динамику обводнения подошвенной части пласта Б-II (глубина 981—983,2 м), сложенной слабоглинистыми песчаниками с высокими коллекторскими свойствами. Одновременно изучен характер снижения остаточного нефтенасыщения пласта Б-I при промывке сточными водами.

По кривым индукционного и импульсного нейтронного каротажа (рис. 47, а) видно, что между первым и вторым замерами проводимость некоторых интервалов увеличилась, а плотность тепловых нейтронов на временной задержке $t_d = 1100$ мкс уменьшилась. Следовательно, за время, разделяющее два за-

мера и составляющее в данном случае 10 мес, в подошвенной части пласта Б-II и по всей толщине пласта Б-I произошло уменьшение удельного электрического сопротивления и среднего времени жизни тепловых нейтронов. Это может быть обусловлено только изменением степени нефтенасыщенности продуктивного коллектора.

На рис. 47,б показано перемещение во времени водонефтяного контакта в пласте Б-II и динамика изменения нефтенасыщенности продуктивного горизонта. Наиболее активное перемещение водонефтяного контакта отмечалось в период между первым и вторым годами эксплуатации пласта Б-II в районе наблюдательной скважины. В дальнейшем текущее положение ВНК стабилизировалось на глубине 982 м. За период между первым и третьим годом разработки снижение коэффициента нефтенасыщенности в продуктивном разрезе произошло неравномерно. В подошвенной части пласта Б-II коэффициент нефтенасыщенности снизился с 80 (сплошная линия) до 50 % (пунктир) в кровельной части изменения степени нефтенасыщения практически не произошло.

В пласте Б-I в результате промывки отмечается снижение нефтенасыщенности заводненного объема порового пространства коллектора.

При исследовании бурящихся скважин с целью определения текущего положения ВНК и нефтенасыщенной толщины трудности могут возникнуть, если продуктивные пласты вскрыты с применением минерализованной промывочной жидкости с высокой водоотдачей. Образующиеся в этом случае глубокие зоны проникновения снижают разрешающую способность электрического и электромагнитного каротажа. Кроме того, решение этой задачи значительно осложняется в скважинах, бурящихся в зонах заводнения продуктивных пластов закачиваемой пресной водой. В этом случае требуется использовать специальные методические приемы.

Скважина 10070 Самотлорского нефтегазового месторождения (рис. 48) пробурена на заводненном участке залежи и ввиду высоких значений удельного электрического сопротивления по индукционному методу и значительного уменьшения амплитуды на кривой потенциалов самопроизвольной поляризации пласт считался полностью обводненным. Однако, как показали дополнительные исследования методом волнового диэлектрического каротажа, полностью обводнена лишь подошвенная часть пласта, так как здесь на контакте песчанника с глиной отсутствует амплитуда ПС и величины диэлектрической проницаемости типичны для водоносных пород ($\epsilon = 20 \div 30$ отн. ед.).

Верхняя часть пласта, экранированная от остальной части прослоем известняка, обводнена послойно. Нефтенасыщенным участкам продуктивного коллектора соответствует невысокая (от 9 до 16 отн. ед.) диэлектрическая проницаемость.

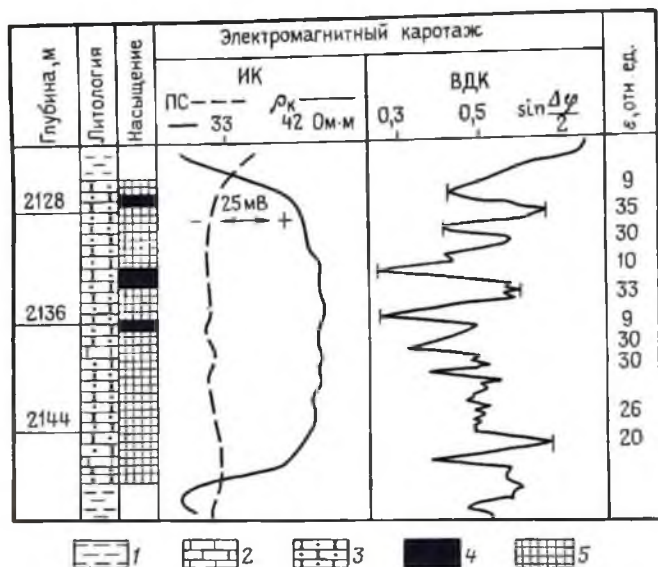


Рис. 48. Выделение продуктивных и выработанных интервалов в пласте по замерам высокочастотными методами электромагнитного каротажа в скважине, пробуренной на заводненном участке месторождения.

1 — глина; 2 — плотная порода; 3 — песчанник; 4 — нефть; 5 — вода

Определение газонефтяного контакта производится преимущественно в обсаженных скважинах методами радиоактивного каротажа и основано на различном водородосодержании (влажности) нефтеносных и газонасыщенных пластов. Положение ГНК устанавливается путем сопоставления разновременных измерений нейтронными методами, выполненными сразу после бурения скважины и после расформирования в пласте зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Если зона проникновения обладает высокой газонасыщенностью (или отсутствует), определение ГНК производится и по однократным измерениям в пластах, поскольку показания нейтронных методов против газового пласта выше, чем против нефтяного при одинаковых коллекторских свойствах коллектора.

На рис. 49 граница раздела газ—нефть в пласте устанавливается визуально по значительному повышению плотности нейтронов в газоносной части разреза.

Эффективность определения ГНК снижается в глинистых коллекторах и газоносных пластах, содержащих нефть.

Перспективным является способ определения водонефтяного контакта и нефтенасыщенной толщины, основанный на изучении скорости расформирования зоны проникновения обогащенного меченым веществом фильтрата промывочной жидкости



Рис. 49. Определение положения газонефтяного контакта в пласте по сопоставлению замеров нейтронного каротажа, выполненных в момент бурения скважины и в период ее эксплуатации.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — плотный пласт; 4 — нефть; 5 — газ

в скважинах, бурящихся на заводненными пресной водой площадях месторождения. В качестве индикаторной жидкости используют водные растворы соединений элементов с аномальным сечением поглощения тепловых нейтронов (хлор, бор, кадмий). Из-за различия фазовой проницаемости нефтяного и заводненного пластов по отношению к водным растворам расформирование зоны проникновения происходит быстрее в водоносной или обводненной части коллектора, чем в нефтенасыщенной.

Способ реализуется с применением двух вариантов мечения прискважинной зоны продуктивного разреза нейтроннопоглощающими веществами: вскрытие бурением продуктивного разреза на глинистом растворе, затворенном на индикаторной жидкости; вскрытие продуктивного разреза на обычном глинистом растворе с последующим вводом индикаторной жидкости во время проработки ствола скважины перед спуском обсадной колонны. Наблюдение за расформированием зоны проникновения по исследованиям нейтронными методами проводят после крепления скважины.

В качестве индикаторной жидкости целесообразно использовать водные растворы боропродуктов, так как применение растворов хлористого натрия ухудшает условия исследования скважины электрическими и электромагнитными методами. Кроме того, макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов у бора в 23 раза больше, чем у хлора.

Скважина 7346 Ромашкинского месторождения (рис. 50) была исследована импульсным нейтронным каротажом, продуктивные отложения девона в ней были обработаны в прискважинной зоне обогащенным боропродуктами раствором с концентрацией 8 г/л. На фоновом замере импульсного нейтронного



Рис. 50. Выделение продуктивных и заводненных интервалов пласта по скорости расформирования зоны проникновения промывочной жидкости, меченой нейтроннопоглощающим веществом.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — нефть; 4 — пресная вода; 5 — пластовая вода

каротажа четко выделяются пласты песчаника высокими значениями плотности тепловых нейтронов. При этом показания против первоначально водоносного и нефтенасыщенных пластов примерно одинаковы. На замере, выполненном после закачки в пласты индикатора, видно, что боропродукты проникли во все пронизаемые разности пород, в связи с чем дифференциация кривой импульсного нейтронного каротажа сильно уменьшилась. На замере, выполненном через 15 сут, когда процесс расформирования активированной боропродуктами зоны проникновения фильтрата глинистого раствора практически закончился, первоначальная интенсивность излучения восстановилась в кровле и подошве верхнего пласта. Это — признак насыщения указанных участков коллектора пресной водой, нейтроннопоглощающие свойства которой примерно такие же, как у нефти. В средней части этого пласта отклонения каротажной кривой не достигли фоновых значений, что свидетельствует о более медленной фильтрации жидкости по пласту и вероятности насыщения его преимущественно нефтью.

Против среднего пласта восстановления первоначальной интенсивности излучения спустя сравнительно большой промежуток времени, прошедший после закачки индикатора, не произошло, хотя некоторый прирост интенсивности наблюдается. Это свидетельствует о наличии слабой фильтрации флюида по пласту и, следовательно, о нефтенасыщенности коллектора.

Против нижнего пласта конфигурация кривой каротажа практически повторяет очертания кривой, зарегистрированной после закачки в коллектор индикаторного раствора. Это объяс-

пятся тем, что сильно минерализованная вода по нейтронно-поглощающим свойствам мало отличается от обогащенного бо-ропродуктами раствора и процесс расформирования зоны про-никновения не фиксируется.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Обобщение и анализ данных геофизических исследований в скважинах по наблюдению за процессами заводнения пластов и охватом их разработкой позволяют в принципе оценивать величину коэффициента нефтеотдачи. Для этого используются данные наблюдений за перемещением водонефтяного контакта, контуров нефтеносности, охвата пластов разработкой и др.

Для определения коэффициента нефтеотдачи на заводнен-ных участках месторождения, разрабатываемого в естественном упруговодонапорном режиме, пользуются методом материаль-ного баланса. В нем текущий коэффициент нефтеотдачи η_t рас-сматривается как отношение суммарной добычи нефти $Q_{доб}$ к начальным запасам нефти $Q_{зап}$ заводненной части исследуемой залежи:

$$\eta_t = Q_{доб} / Q_{зап}.$$

Начальные запасы заводненной части залежи $Q_{зап}$ опреде-ляют как разность между начальными запасами нефти $Q_{нач}$, заключенными в пределах объема пласта, и запасами нефти $Q_{ост}$, содержащимися на дату анализа в объеме пласта между текущей поверхностью ВНК и кровлей пласта:

$$Q_{зап} = Q_{нач} - Q_{ост}.$$

В условиях разработки нефтяного месторождения с поддер-жанием пластового давления путем различных систем заводне-ния текущий коэффициент нефтеотдачи выражают как произве-дение коэффициента вытеснения β_v на коэффициент охвата β_o :

$$\eta_t = \beta_v \beta_o.$$

Коэффициент вытеснения β_v характеризует полноту вытес-нения нефти водой в заводненной части коллектора, а коэффи-циент охвата β_o — степень охвата нефтенасыщенной толщины пласта процессом заводнения.

Оценка коэффициента вытеснения β_v по данным геофизиче-ских методов исследований в скважинах основана на посто-йном определении остаточной нефтенасыщенности продуктивного пласта. Для расчета β_v используют значения коэффициентов начальной k_n и остаточной $k_{но}$ нефтенасыщенности:

$$\beta_v = k_n - k_{но} = 1 - k_{но} / k_n.$$

Величину начальной нефтенасыщенности определяют по удельному электрическому сопротивлению пластов, не затро-

путых процессом разработки. Для расчетов β_n используют обычно усредненные величины k_n , сгруппированные по коллекторским свойствам пород и полученные на месторождении до закачки в залежь воды. Для оценки k_{no} в условиях разрабатываемой залежи используют данные электрического и электромагнитного каротажа по оценочным или резервным скважинам, пробуренным на заводненной площади месторождения, данные периодических исследований этими методами в скважинах специальной конструкции (с креплением продуктивного разреза стеклопластиковым хвостовиком), а также данные специальных исследований в нагнетательных и эксплуатационных скважинах методом импульсного нейтронного каротажа. Последние представляют наибольший интерес, поскольку позволяют в принципе производить оценку k_{no} с максимальной детальностью.

Специальные исследования методом импульсного нейтронного каротажа по оценке k_{no} основаны на технологии, предусматривающей выполнение измерений среднего времени жизни тепловых нейтронов τ или их декремента затухания $\lambda \approx 1/\tau$ после закачки в прискважинную зону пласта воды разной минерализации или воды, меченной другим нейтроннопоглощающим веществом.

Количественная оценка k_{no} методом ИНК базируется на связи времени жизни τ тепловых нейтронов в пласте с коэффициентом пористости и нефтенасыщенности. Однако она сильно зависит от минерального состава каркаса породы, ее глинистости, химического состава нефти и минерализации насыщающей пласт воды. Все эти факторы учитываются уравнением

$$1/\tau_n = 1/\tau_k (1 - k_n - k_{г.л.}) + (1/\tau_{г.л.}) k_{г.л.} + (1/\tau_b) (1 - k_n) k_n + (1/\tau_n) k_n k_n,$$

где τ_n , τ_k , $\tau_{г.л.}$, τ_b , τ_n — времена жизни тепловых нейтронов соответственно в пласте, минеральном каркасе породы, глинистом цементе, воде и нефти.

После замены τ на λ можно преобразовать это уравнение в выражение для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности:

$$k_{no} = (\lambda_b - \lambda_k) k_n - (\lambda_n - \lambda_k) + (\lambda_{г.л.} - \lambda_k) k_{г.л.}/k_n (\lambda_n - \lambda_n).$$

Из этих выражений видно, что для прямого расчета k_{no} необходимо иметь данные о семи независимых параметрах: k_n , $k_{г.л.}$, λ_k , $\lambda_{г.л.}$, λ_b , λ_n , λ_n , из которых только k_n , $k_{г.л.}$ и λ_n определяются непосредственно по геофизическим данным.

При закачке в пласт двух растворов разной солености совместное решение уравнений, записанных при разных условиях измерений, позволяет получить выражения:

для нефтенасыщенного пласта

$$k_{но} = 1 - \frac{\lambda_{пл1} - \lambda_{пл2}}{\lambda_{в1} - \lambda_{в2}} \frac{1}{k_n};$$

$$\lambda_k = \frac{1}{1 - k_n} \left(\lambda_{пл1} \frac{\lambda_n - \lambda_{в2}}{\lambda_{в1} - \lambda_{в2}} \right) - \lambda_{пл2} \left(\frac{\lambda_n - \lambda_{в1}}{\lambda_{в1} - \lambda_{в2}} - k_n k_{но} \right);$$

для водонасыщенного пласта ($k_{но}=0$)

$$k_n = \frac{\lambda_{пл1} - \lambda_{пл2}}{\lambda_{в1} - \lambda_{в2}}; \quad \lambda_k = \frac{1}{1 - k_n} (\lambda_{пл1} - \lambda_{в1} k_n).$$

Использование трех и более растворов разной солености позволяет применить для определения $k_{но}$ и λ_k заводненного пласта графический метод решения уравнения прямой:

для нефтенасыщенного пласта

$$\lambda_{пл1} = a \lambda_{в1} + b,$$

где

$$a = (1 - k_{но}) k_n; \quad b = \lambda_k (1 - k_n) + \lambda_n k_n k_{но};$$

для водонасыщенного пласта ($k_{но}=0$)

$$a = k_n; \quad b = \lambda_k (1 - k_n).$$

Найдя параметры прямой a и b , проходящей через три точки на графике в системе координат $(\lambda_{пл}, \lambda_{в})$, рассчитывают

$$k_{но} = 1 - a k_n; \quad \lambda_k = (b - \lambda_n k_n k_{но}) (1 - k_n).$$

На рис. 51 приведены результаты исследования скв. 14349, пробуренной на Самотлорском нефтегазовом месторождении на заводненной площади залежи в пласте АВ₂₋₃. Исследования методом импульсного нейтронного каротажа с закачкой в пласт растворов разной солености были выполнены в период, когда обводненность продукции, добываемой скважиной, превысила 88 %. В скважине были выполнены непрерывные измерения кривой декремента затухания тепловых нейтронов до закачки раствора при естественном распределении пластовых флюидов в прискважинной зоне (кривая a) и после закачки в пласт минерализованных растворов с плотностью $\delta=1,09$ (кривая b) и $1,13$ г/см³ (кривая $в$). Перед измерениями аппаратурой импульсного нейтронного каротажа в скважине замерялись электрические сопротивления жидкости по стволу индукционным резистивиметром для того, чтобы убедиться, что минерализованный раствор полностью поглощен пластом (кривая $г$ — при первой закачке, кривая $д$ — при второй закачке).

Коэффициенты нефтенасыщенности проницаемых прослоев пласта, рассчитанные по приведенным выше формулам, оказались равными 0,1—0,5. На основании сопоставления их с коэффициентами начальной нефтенасыщенности, определенными по данным электрического каротажа, можно считать, что интервалы на глубине 1858,4—1865,6 м, несмотря на снижение неф-

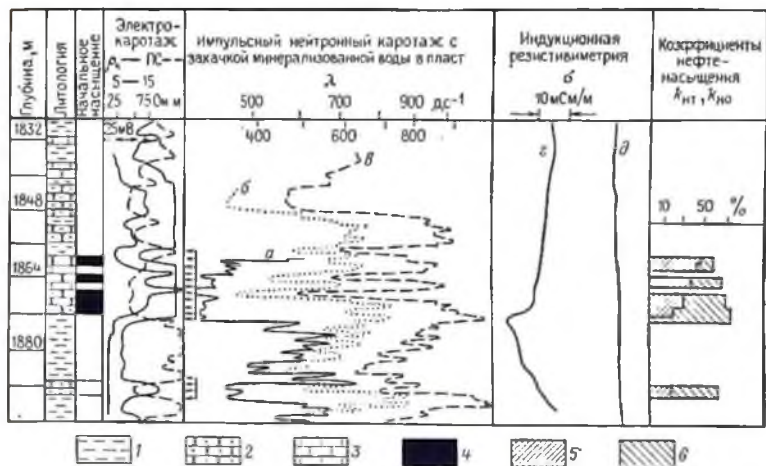


Рис. 51. Определение степени выработки пластов по замерам импульсным нейтронным каротажем в процессе эксплуатации скважины и после закачки в нее растворов разной солености.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — плотный пласт; 4 — нефть; 5 — гистограмма остаточного коэффициента нефтенасыщения; 6 — гистограмма коэффициента начального нефтенасыщения. а — кривая ИНК в процессе эксплуатации скважины; б и ε — кривые ИНК после закачки в скважину растворов плотностью 1,09 и 1,130 г/см³ соответственно. ε и δ — кривые резистивиметрии после первой и второй закачки раствора в скважину.

тенасыщенности, остаются продуктивными. Интервалы на глубине 1866,8—1873 и 1887—1890 м обводнены и коэффициенты нефтенасыщенности их, равные 0,1—0,3 м, характеризуют остаточное нефтенасыщение.

Оценка коэффициента охвата продуктивного коллектора процессом заводнения β_0 производится на основе анализа данных измерений в скважинах различных физических параметров пластов. Коэффициент охвата β_0 в зависимости от неоднородности пласта может изменяться в широких пределах. Он зависит от геологического строения резервуара, литологической неоднородности пласта, применяемой системы разработки и других факторов.

Глава 14

ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В РАМКАХ ПЛОЩАДИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотрение только данных о положении водонефтяного контакта или о нефтенасыщенной толщине по измерениям в отдельных скважинах электрическими, электромагнитными и нейтронными методами даже при идеально точном определении

не может дать полного представления о направлении и интенсивности потока пластовой жидкости без обобщения и анализа всей информации, накопленной с начала эксплуатации месторождения.

На этапе завершения разведки, первоначального подсчета запасов и проектирования разработки нефтяного месторождения о геологической характеристике продуктивного коллектора судят по составленным по данным геофизических исследований разрезов скважин, испытаний пластов и анализа керна: картам равных эффективных нефтегазонасыщенных толщин; картам начальных водонефтяных, газонефтяных контактов; профилям с изображением пластов-коллекторов и положений контактов. Они являются основой информации об объектах разработки и используются для первоначального прогноза перемещения контуров нефтеносности при эксплуатации месторождения.

Из-за недостаточного знания геологической неоднородности, истинных параметров пласта и насыщающей его жидкости фактический ход разработки месторождения редко совпадает с проектным. Поэтому периодически (через три-пять лет) производится анализ разработки месторождения и дается дальнейший прогноз перемещения водонефтяного контакта и контуров нефтеносности от данного момента времени. Выбор оптимального варианта последующей разработки месторождения осуществляется на основе приближенных гидродинамических расчетов. Из-за довольно грубой схематизации залежи и усреднения параметров пластов и пластовых жидкостей гидродинамические расчеты перемещения контуров нефтеносности являются весьма приближенными.

Практика показывает, что проектирование разработки месторождения и прогнозирование перемещения контуров нефтеносности должны вестись в пластах произвольной формы с учетом изменений толщины и емкостно-фильтрационных свойств пластов и насыщающей их жидкости. К настоящему времени можно привести лишь отдельные примеры новых методических подходов к использованию данных промысловой геофизики для детального изучения геологической характеристики продуктивного коллектора.

Все виды геологической неоднородности продуктивного горизонта принято подразделять на две группы. К первой группе относят неоднородности, связанные с изменчивостью объема резервуара коллектора, его емкостных и фильтрационных свойств, ко второй — неоднородности, обусловленные распространением в продуктивном разрезе непроницаемых пород, т. е. характеризующие геометрию проницаемых прослоев и разделяющих их глинистых или плотных экранов.

При изучении геологической неоднородности продуктивного горизонта необходимо решить две задачи: во-первых, требуется составить модель строения продуктивного разреза, показываю-

щую, как изменяется от скважины к скважине каждый выделенный проницаемый прослой; во-вторых, необходимо количественно выразить расчлененность объекта разработки на отдельные пласты и прослой.

Первая задача решается путем корреляции (сопоставления) геофизических разрезов скважин, полученных при исследовании скважин в процессе их бурения. Основным источником информации являются материалы комплексов стандартного электрического и радиоактивного каротажа. При изучении неоднородности коллекторов, анализируя вертикальную расчлененность и изменчивость, можно учесть частоту чередования по глубине слоев с различными свойствами и интенсивность изменения данного свойства с глубиной.

Для количественной оценки степени неоднородности продуктивного горизонта по глубине целесообразно строить сводно-статистические разрезы и статистические кривые проницаемости. Число таких разрезов и кривых определяется по зональной карте, на которой в результате общей корреляции геофизических разрезов скважин, выделяются коллекторы различного строения. Например, на Самотлорском нефтегазовом месторождении при геологической корреляции геофизических разрезов скважин установлено, что в строении залежи БВ₈ принимают участие три песчаных пласта БВ₈⁰, БВ₈¹⁻², БВ₈³. При этом на площади месторождения выделяются зоны строения коллекторов трех видов: I вид — наличие в разрезах скважин всех трех пластов с приблизительно одинаковой толщиной как коллекторов, так и глинистых разделов между ними (рис. 52, а); II — развитие только двух пластов БВ₈¹⁻² + БВ₈³ (зона слияния); III — отсутствие или сильная глинизация пласта БВ₈, пласт БВ₈³ расчленен, заглинизирован или отсутствует.

При построении сводно-статистических разрезов для каждого вида коллектора составляется выборка скважин, которая анализируется с целью выявления общей закономерности распространения прослоев (коллекторов или неколлекторов) по глубине. На графике (рис. 52, б) для выбранных границ пластов относительно положения в разрезе скважины хорошо коррелируемого по площади репера (подошва или кровля глинистой перемишки или плотного пласта) по оси абсцисс откладывается доля в процентах от числа скважин, в которых на данном удалении от репера пласт представлен коллектором или неколлектором. Шаг квантования выбирается исходя из строения продуктивного разреза. В монолитных пластах достаточно усреднять данные через 1—2 м, при тонком чередовании песчаных и глинистых или плотных прослоев интервал усреднения не должен превышать 0,4—0,5 м. В результате получается кривая, отображающая закономерность распределения относительного содержания коллекторов (неколлекторов) по толщине для каждого типа продуктивного разреза.

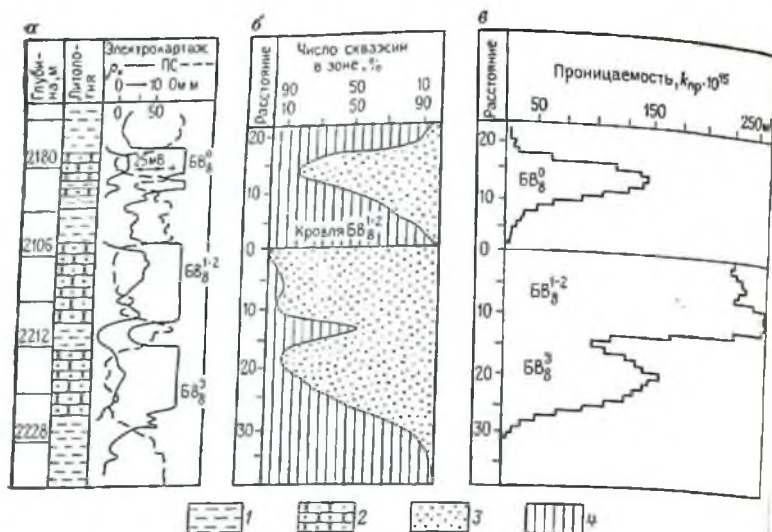


Рис. 52. Пример сводно-статистического разреза продуктивного интервала разреза скважины.

а — геофизический разрез продуктивного интервала; б — статистическое распределение числа проницаемых и непроницаемых прослоев в пласте-коллекторе; в — статистическое распределение прослоев по величине коэффициента проницаемости; 1 — глини; 2 — песок; 3 — проницаемый объем; 4 — непроницаемый объем.

Аналогичным образом строятся статистические кривые распределения относительного содержания прослоя в продуктивном разрезе по проницаемости (рис. 52, в).

Сводно-статистические разрезы позволяют прогнозировать характер выработки пласта-коллектора на той или иной площади месторождения. Установлено, например, что на участке разреза с содержанием прослоев коллектора более 70 % непроницаемые прослои не прослеживаются между скважинами (линзообразное залегание) и интервал может считаться монолитным проницаемым пластом. При содержании прослоев коллектора от 30 до 70 % вероятность наличия проницаемых и непроницаемых пород в разрезе одинакова и они могут прослеживаться между скважинами. При содержании прослоев коллектора менее 30 % они не могут прослеживаться между скважинами (линзовидное залегание) и интервал может рассматриваться как монолитный непроницаемый пласт.

По сводно-статистическим разрезам можно прогнозировать первоочередную выработку и обводнение продуктивного коллектора, поскольку вертикальная расчлененность и изменчивость определяют его фильтрационные свойства.

Так, из рис. 52 видно, что наиболее однородным в зоне является пласт БВ₈¹⁻². В нем преимущественное распространение проницаемых прослоев по отношению к непроницаемым.

фиксировано более чем в 90 % скважин при толщине продуктивного коллектора до 10 м. Пласты $BВ_8^0$ и $BВ_8^3$ менее однородны. Хотя в них также четко прослеживаются интервалы преимущественного распространения проницаемых прослоев (до 80 % скважин), толщина такого продуктивного коллектора не превышает 2—3 м. В остальных частях продуктивного коллектора $BВ_8$ наблюдается постепенный переход от преимущественного распространения проницаемых прослоев к преимущественному распространению непроницаемых прослоев.

Сводно-статистический разрез продуктивного горизонта по проницаемости показывает, что лучшими фильтрационными свойствами обладает пласт $BВ_8^{1-2}$ [проницаемость $(250 \div 300) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$]. Условия для фильтрации жидкости в пластах $BВ_8^0$ и $BВ_8^3$ хуже (в интервалах, сложенных преимущественно коллекторами, проницаемость составляет $150 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Здесь отчетливо видно, что чем больше толщина однородного коллектора, тем выше его проницаемость.

При эксплуатации многопластовой залежи скважинами с общим фильтром (одновременный отбор нефти из всех пластов продуктивного коллектора) по кривым статистической проницаемости с учетом данных работы добывающих скважин коллекторы можно разделить на три градации: высокопродуктивные, малопродуктивные и непродуктивные (забалансовые запасы).

Высокопродуктивные коллекторы характеризуются отсутствием выдержанных непроницаемых прослоев, и из них происходит основное поступление нефти (например, пласт $BВ_8^{1-2}$). Малопродуктивные коллекторы содержат выдержанные по площади непроницаемые прослои, и притоки из них жидкости значительно (на порядок) ниже, чем из высокопродуктивных. Непродуктивные коллекторы имеют преимущественно линзовидное строение, и притоки из них могут быть не получены.

Для продуктивного разреза горизонта $BВ_8$ типа, изображенного на рис. 52, характерно наличие всех трех градаций коллекторов. В пласте $BВ_8^0$ высокопродуктивная зона составляет 15 % от толщины пласта и расположена в верхней части, малопродуктивная — 17 % и непродуктивная — 68 %. Пласт $BВ_8^{1-2}$ полностью высокопродуктивен. В пласте $BВ_8^3$ высокопродуктивная зона составляет 35 % толщины, малопродуктивная — 25, непродуктивная — 37.

Статистические кривые расчлененности и изменчивости продуктивного разреза дают усредненную характеристику объекта разработки и позволяют сделать прогноз о том, в каких зонах следует ожидать опережающую выработку запасов при равномерной сетке скважин. Однако для детального анализа разработки месторождения в рамках площади этого недостаточно и для оценки неоднородности фильтрационных свойств продуктивного горизонта требуется построение карт проницаемости, эффективных толщин и гидропроводности.

Определение проницаемости пластов по данным ГИС — сложная задача, поскольку ни один из широко используемых на практике параметров не имеет прямой связи с этим свойством коллектора. Тем не менее, в последние годы установлены многомерные связи геофизических параметров с проницаемостью и при применении для обработки каротажных материалов ЭВМ эта задача решается успешно.

Высокопродуктивные коллекторы характеризуются средневзвешенными значениями проницаемости $160 \cdot 10^{-15}$, малопродуктивные — $(35 \div 160) \cdot 10^{-15}$, непродуктивные — $(20 \div 60) \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

По полученным для каждой пробуренной скважины значениям проницаемости строят карты с изолиниями через $50 \cdot 10^{-15}$ или $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, на которых по установленным для данного типа коллектора грациям выделяют зоны развития высоко-, мало- и непродуктивных коллекторов.

Построение карт эффективных толщин $h_{\text{эф}}$ — более легкая задача, поскольку в большинстве геологических разрезов по признакам, проявляющимся на кривых различных методов каротажа, можно уверенно выделить проницаемые и непроницаемые прослои в продуктивной толще. При построении карт эффективных толщин, как и при построении карт проницаемости, используются средневзвешенными значениями толщины.

Карты гидропроводности строят по параметру $k_{\text{пр}}/h_{\text{эф}}$, поскольку вязкость нефти по площади месторождения обычно не меняется незначительно.

Наличие указанных карт позволяет прогнозировать нефтеотдачу (карта проницаемости) и потенциальные возможности эксплуатационного объекта (карты гидропроводности).

Динамику изменения нефтенасыщенности пласта в зоне водонефтяного контакта изучают путем построения графика в прямоугольной системе координат. По оси ординат откладывают абсолютные отметки глубин водонефтяного контакта, по оси абсцисс — время (дату) его определения. По графику перемещения ВНК рассчитывают скорость его подъема, используя обычно следующие способы: сопоставление данных электрического каротажа в скважине, полученных во время бурения, и данных импульсного нейтронного каротажа по этой же скважине в различные периоды разработки залежи; сопоставление данных электрического каротажа в пробуренных в разное время скважинах или данных электрического и импульсного нейтронного каротажа, проведенных в разное время; по данным отдельных исследований скважин методом импульсного нейтронного каротажа, сопоставляя их со средним значением отметки ВНК для залежи, которое принимается за начальное. Скорость подъема водонефтяного контакта определяется делением высоты его подъема на промежуток времени между двумя измерениями.

Основываясь на анализе графиков перемещения ВНК, составляют серии геолого-геофизических профилей, которые иллюстрируют детали и характерные особенности его перемещения. Направления профилей выбирают так, чтобы они наглядно отражали наиболее характерные особенности движения водонефтяного контакта в процессе разработки залежи.

Для изучения динамики нефтенасыщения пластов в рамках площади месторождения составляют карты водонефтяного контакта, заводненной (выработанной) толщины пласта и его остаточной нефтенасыщенной толщины.

Карты начальной поверхности ВНК составляют по данным геофизических исследований скважин, полученным в течение первых лет разработки залежи, когда еще практически не началось перемещение контуров нефтеносности вследствие незначительного суммарного отбора жидкости из пласта и закачки воды в пласт. Карты ВНК строят по общезвестной методике построения структурных карт по опорному геолого-геофизическому горизонту (реперу) с горизонталями через 1—2 м. На карте проводят внешний и внутренний контуры нефтеносности, которые устанавливают путем совмещения карт ВНК со структурными картами по подошве продуктивного пласта (для внутреннего контура) и по кровле продуктивного пласта (для внешнего контура).

Карты текущей поверхности ВНК составляются в том случае, когда имеются достоверные данные о положении водонефтяных контактов по большому числу скважин на конкретное время разработки месторождения. Карта составляется тем же способом, что и карта начальной поверхности ВНК.

Сопоставление карт начальной и текущей поверхности ВНК позволяет оценивать характер продвижения контура нефтеносности в процессе разработки, выявлять участки отставания в подъеме водонефтяного контакта и, наоборот, подъема контакта с опережением.

Для правильного регулирования перемещения водонефтяного контакта необходимо располагать достоверными сведениями о характере выработки пласта. Их можно получить по карте выработанной толщины пласта. Ее составляют, сопоставляя карту текущей поверхности ВНК с картой начальной его поверхности и структурной картой по подошве пласта. При этом разность отметок точек пересечения изолиний начальной и текущей поверхностей водонефтяных контактов дает искомую величину заводненной (выработанной) толщины пласта между внутренним и внешним начальными контурами нефтеносности, а разность отметок точек пересечения изолиний подошвы коллекторов и текущей поверхности ВНК — величину заводненной (выработанной) толщины между начальным и текущим внутренними контурами нефтеносности. Для уточнения карты из выработанной толщины исключаются прослои неколекторов, встречающихся в разрезах отдельных скважин.

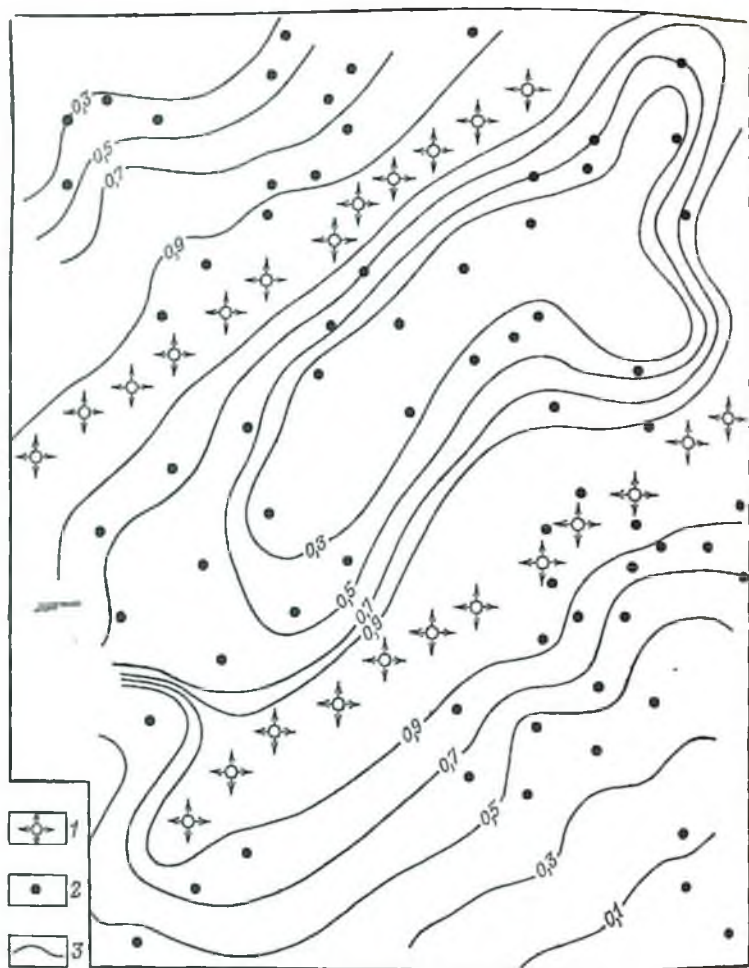


Рис. 53. Фрагмент карты заводненной толщины пласта-коллектора.
Скважины: 1 — нагнетательная, 2 — эксплуатационная; 3 — изолиния равных заводнен-
ных толщин в долевом выражении от эффективной толщины

При площадной, очаговой и избирательной системах завод-
нения карты заводненной (выработанной) толщины пласта со-
ставляются путем сопоставления начальных и текущих нефте-
насыщенных толщин пластов, определенных по данным иссле-
дования скважин методами электрического и импульсного ней-
тронного каротажа. При этом весьма важно иметь достаточно
большое число данных по скважинам о нефтенасыщенной то-
лщине на конкретный период разработки залежи. Выработку

залежи по толщине при указанных системах заводнения чаще изображают на картах в долевым выражении.

Из фрагмента карты заводненной (выработанной) толщины горизонта БВ₈ на одном из участков Самотлорского нефтегазового месторождения (рис. 53) видно, что выработка продуктивного горизонта происходит сравнительно равномерно. Участков остаточной нефтенасыщенной толщины в пределах линий нагнетания вытесняющего агента не наблюдается.

Для анализа охвата продуктивного горизонта разработкой по данным о работающих толщинах пластов в эксплуатационных и нагнетательных скважинах строятся карты работающих толщин. С помощью этих карт можно выделить зоны, не охваченные разработкой, в которых необходимо проводить технологические операции по увеличению нефтеизвлечения. Данные об обводненных толщинах используются для построения карт изохрон обводнения и обводненных толщин. Карты изохрон обводнения характеризуют темпы продвижения первого фронта закачиваемой воды. Для многопластового объекта, эксплуатирующегося скважинами с общим фильтром, фактические данные появления воды в продукции скважины относятся обычно к наиболее проницаемому пласту. Для пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами прогнозное время обводнения рассчитывается:

$$t_i = k_{\text{пр. обв}} t_{\text{обв}} k_{\text{пр} i},$$

где $k_{\text{пр} i}$, $k_{\text{пр. обв}}$ — средневзвешенное значение проницаемости соответственно i -го и обводненного пластов.

Карты обводнения строятся по фактическим данным об обводненных толщинах, зафиксированным в процессе исследований в эксплуатационных скважинах потокометрическими методами, а в опорной сети наблюдательных скважин — методом импульсного нейтронного каротажа; в бурящихся резервных и оценочных скважинах — методами электрического и электромагнитного каротажа и др.

Из карты действующих (работающих) толщин пласта БВ₁₀ одной из площадей Самотлорского нефтегазового месторожде-

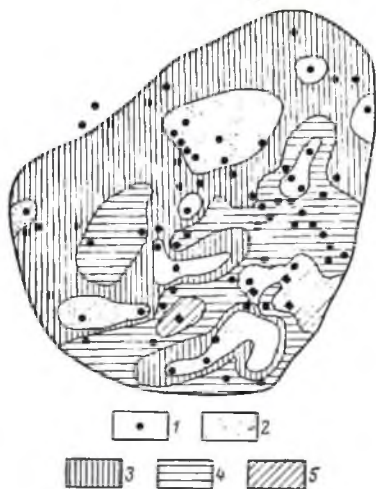


Рис. 54. Оценка охвата залежи разработкой путем построения карты действующей толщины пласта — коллектора.

1 — забой скважины; действующая толщина, от эффективной толщины пласта-коллектора: 2 — 0,5, 3 — 0,5—0,7, 4 — 0,7—0,9, 5 — 0,9—1,0

ния (рис. 54) видно, что охват выработкой продуктивного коллектора с высоким коэффициентом (0,9—1,0) происходит на небольшом участке восточной части площади. В центральной части площади, где сосредоточено наибольшее число скважин, коэффициент работающей толщины составляет 0,7—0,9. На большей части площади пласт слабо подвергается воздействию разработки ($k_{дт} \leq 0,5 \div 0,7$) и имеются участки, практически не охваченные разработкой ($k_{дт} \leq 0 \div 0,5$).

Анализ разработки месторождений требует построения карт равного удельного нефтесодержания, так как он состоит прежде всего в сравнении текущих значений нефтенасыщенности на различных этапах эксплуатации для каждого пластового пересечения внутри залежи с начальной величиной нефтенасыщенности. При отсутствии такой карты не с чем сравнивать текущие значения нефтенасыщенности и невозможно надежно оценить степень выработанности отдельных участков залежи.

Глава 16

НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ДВИЖЕНИЕМ ВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Вытеснение нефти — весьма сложный процесс, обусловленный распределением жидких фаз в поровом пространстве. Вода, внедряясь в пласт, вытесняет нефть из наиболее крупных пор и сужений, обходя мелкие поры. В результате нефть в поровом пространстве разделяется на линзы и капли, т. е. оказывается диспергированной. Количество невытесненной нефти тем больше, чем выше неоднородность пласта, сложнее структура порового пространства и чем значительней поверхностное натяжение на границе раздела нефть—вода. Линзы и капли нефти при определенном содержании их в каналах течения и величине градиента давления смачивающей жидкости (воды) становятся неподвижными, что определяет состояние коллектора при остаточном нефтенасыщении.

Полнота вытеснения нефти водой зависит от многих факторов: свойств пористой среды, сложности структуры порового пространства, микро- и макронеоднородности коллектора, количества и состава связанной воды, состава и физико-химических свойств нефти, а также пород-коллекторов, скорости вытеснения, объема профильтровавшейся воды и т. д.

Бурение и исследование оценочных скважин на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, показывают, что более полно вырабатываются пласты в водонефтяной зоне. В начальных нефтяных зонах выработка пластов происходит неравномерно и в общем характеризуется следующим распределением нефтенасыщенности по толщине продуктивно-

го коллектора: возрастает к кровле пласта; изменяется произвольно, т. е. наблюдается послойное обводнение пласта, связанное с прорывом по отдельным, наиболее проницаемым прослоям; сохраняются пласты с начальной нефтенасыщенностью, связанные с наличием литологических экранов или локальных структурных ловушек.

Коэффициент остаточного нефтенасыщения коллекторов, неоднократно промытых закачиваемой в залежь водой, обычно составляет 20—30 %. С целью повышения нефтензвлечения в последнее время начали широко применять методы воздействия на пласты, основанные на нагнетании в них различных химических реагентов (мицеллярных, полимерных растворов, ПАВ и др.) и газа высокого давления.

В случае обычного заводнения вытесняющий агент (вода) — относительно дешевый продукт и может использоваться многократно. При применении различных физико-химических методов повышения нефтензвлечения закачиваемый реагент не может использоваться многократно, т. е. эффект должен быть достигнут за один цикл его фильтрации по пласту. Задачей промысловой геофизики становится изучение геометрии потоков пластовых флюидов, так как отсутствие этой информации может привести к значительным экономическим потерям за счет высокой стоимости закачиваемого агента.

В настоящее время с помощью геофизических исследований представляется возможным изучать распределение мицеллярного, полимерного растворов, газа высокого давления и других вытесняющих агентов по пласту-коллектору и в межскважинных пространствах. Для этого применяются технологии, основанные на изучении динамики снижения нефтенасыщения пластов высокочастотными электромагнитными методами каротажа в наблюдательных скважинах, и индикаторные методы наблюдения за движением вытесняющего агента по пласту в межскважинных пространствах.

На рис. 55 в качестве примера приведены результаты исследования наблюдательной скв. 23450 Ромашкинского месторождения индукционным каротажом в интервале продуктивного разреза девонских отложений, обсаженных стеклопластиковыми трубами. Скважина пробурена на опытном участке месторождения, представляющем собой пятиточечный элемент с нагнетательной скважиной в центре, и расположена на расстоянии 120 м от последней. Плотность сетки эксплуатационных скважин на участке составляет $S_0 = 0,065 \text{ км}^2/\text{скв.}$; участок находится между рядами эксплуатационных скважин на заводненной площади месторождения, пробуренных по сетке с плотностью $S_0 = 0,38 \text{ км}^2/\text{скв.}$

Эксплуатационный пласт a горизонта D_1 имеет пористость 16—25 %; проницаемость до $1,3 \text{ мкм}^2$; нефтенасыщенную толщину 3,1—4,2 м; коэффициент текущего нефтенасыщения на момент бурения скважин на опытном участке 0,47—0,54.

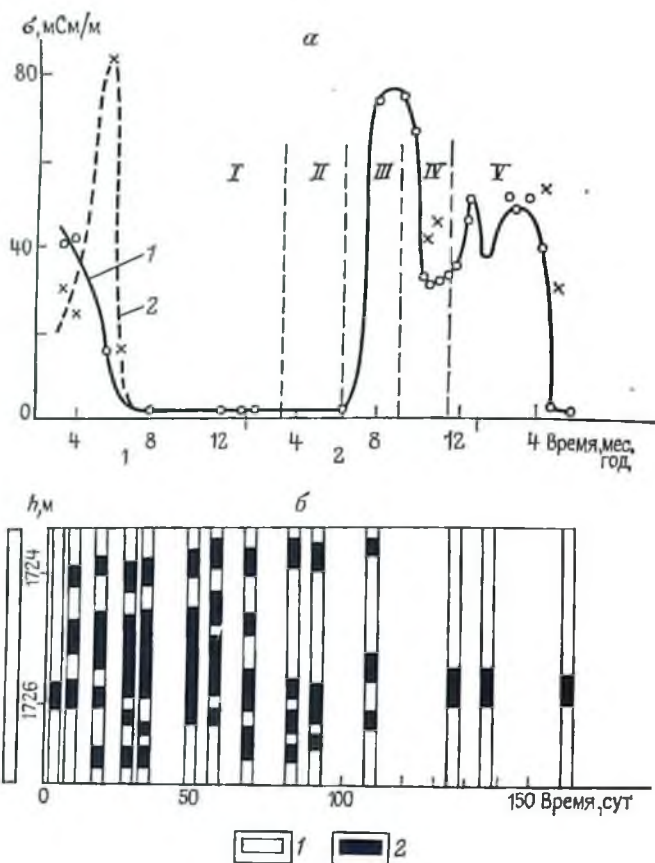


Рис. 55. Оценка эффективности вытеснения нефти из заводненных пластов физико-химическими методами.

α — изменение электрической проводимости в среднем по пласту (1) и в кровельной части пласта (2) после закачки пресной (I), смягченной (II), соленой (III) воды, мицеллярного (IV), полимерного (V) растворов; б — распределение мицеллярного раствора по пластам: 1 — заполнение порового объема водой, 2 — заполнение порового объема мицеллярным раствором

Через нагнетательную скв. 4379А в пласт закачивали последовательно поверхностную воду; воду, обработанную щелочью; подсолённую (1 % соли NaCl) воду; мицеллярные и полимерные растворы.

На момент бурения кровельная часть пласта в наблюдательной скважине толщиной 1,2 м оставалась нефтенасыщенной, а остальная часть — заводненной нагнетаемой водой.

После нагнетания воды в пятиточечном элементе эксплуатационной сетки скважин по показаниям индуктивного и диэлектрического каротажа отмечалось заводнение кровельной

Данные исследования геометрии потоков индикаторными методами

Параметр	В целом для участка	В том числе по эксплуатационным скважинам			
		9792	9793	9794	9795
Поровый объем участка, %	100	25	24	22	29
Дебит добываемой жидкости, %	100	25	24	30	27
Время прихода максимальной концентрации трития, сут	—	—	55	112	64
Скорость движения потока, м/сут	—	—	3,4	1,7	3,3
Распределение объемов меченой жидкости между скважинами, %	100	4,8	19,8	15,6	59,8

части пласта сначала осолоненной, а затем закачиваемой пресной водой. По изменениям электрической проводимости (рис. 55,а) четко прослеживается прохождение по пласту осолоненной воды, мицеллярного и полимерного растворов. На рис. 55,б показано зарегистрированное по данным индукционного каротажа прохождение мицеллярного раствора по различным интервалам пласта, т. е. информация, по которой может быть оценена эффективность данного метода повышения нефтеотдачи и которая может быть получена только с помощью геофизических методов. По этим данным можно сделать вывод о том, что движение мицеллярного раствора по толщине пласта происходит неравномерно.

На опытном участке Ромашкинского месторождения кроме указанных исследований проводились исследования по изучению геометрии потоков жидкости в пласте индикаторными методами. В качестве меченого вещества использовался изотоп трития, который был закачан через нагнетательную скв. 4379А в объеме 30 м³ водного раствора. Более 400 сут проводились наблюдения за распределением потока жидкости между скважинами путем отбора из продукции эксплуатационных скважин проб жидкости и анализа их на содержание трития (табл. 25).

Из данных (табл. 25) видно, что, несмотря на сравнительно однородную по пористости и дебитам характеристику опытного участка, движение закачиваемой воды по его площади весьма неравномерно. В скв. 9792 в течение 300 сут вначале отмечались лишь отдельные моменты поступления индикатора, в дальнейшем в период с 300 до 450 сут фиксировалось постоянное поступление трития, причем концентрация его в пробах была

приблизительно на одном уровне и на порядок ниже, чем в других скважинах.

За весь период исследований в скважинах опытного участка индикаторным методом было извлечено через эксплуатационные скважины более 46 % общего количества введенного в пласт трития. Наибольшая доля закачиваемой воды, как видно из приведенных данных, поступила в скв. 9795, наименьшая — в скв. 9792. Это противоречило промысловым данным, поскольку дебит жидкости (вода, нефть) в скв. 9792 составлял $70 \text{ м}^3/\text{сут}$ и не отличался значительно от дебита других скважин. Как показали специально выполненные в ней исследования по определению качества крепления ствола, относительно высокий дебит был обусловлен не влиянием закачки воды в нагнетательную скважину, а поступлением воды от «постороннего» источника. После проведения изоляционных работ дебит скважины снизился до $10\text{—}12 \text{ м}^3/\text{сут}$, а обводненность продукции — в 10 раз.

При закачке газа высокого давления в пласт с целью повышения нефтеизвлечения в нагнетательной скважине газ первоначально концентрируется в прикровельной части коллектора, а затем постепенно растекается по толщине пласта. В зоне отбора нефти происходит растворение газа, что облегчает движение ее к забоям эксплуатационных скважин и предотвращает возможность прорыва по толщине пласта.

Глава 16

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В ЗАЛЕЖИ НЕФТИ, НАБЛЮДАЕМЫЕ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ В СКВАЖИНАХ

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данные геофизических исследований пластов по изучению динамики нефтегазонасыщения и охвата процессом разработки по большому числу крупных месторождений страны позволили установить некоторые общие закономерности выработки запасов нефти. В общем случае вытеснение нефти в пласте-коллекторе обуславливается вертикальным и горизонтальным перемещениями водонефтяного раздела, которые происходят весьма разнообразно и зависят от строения пласта, взаимного расположения на площади месторождения нагнетательных и эксплуатационных скважин, темпов закачки и отбора жидкости и др. Процесс вытеснения нефти водой происходит по-разному в пористостью нефтенасыщенных коллекторах, в слабопроницаемых нефтеносных породах, в водонефтяных зонах.

При закачке воды в законтурную часть однопластовой залежи опережающее обводнение происходит наиболее часто по подошвенной части пласта независимо от того, вскрыта ли перфорацией нефтенасыщенная или водоносная часть пласта. Преимущественное поступление воды в водоносную часть пласта фиксируется в силу меньшей фазовой проницаемости, при этом между водоносной и нефтенасыщенной частями возникает перепад давления.

Движение закачиваемой воды по подошве пласта приводит к значительному расширению водонефтяной зоны, что затрудняет разработку залежи.

При закачке воды в однопластовую залежь со стороны внутреннего контура нефтеносности часто наблюдается продвижение воды по всей толщине пласта, особенно в районе расположения нагнетательных скважин и при очень больших темпах закачки. Вдали от нагнетательных скважин вытеснение нефти из пласта начинает определяться преимущественно литологическим строением залежи.

В общих чертах существенное влияние на продвижение внешнего контура нефтеносности оказывает закачка воды в скважины кольцевой батареи, а на продвижение внутреннего контура — темпы отбора нефти из эксплуатационных скважин. Средняя скорость подъема водонефтяного контакта составляет 0,5—2 м в год. Несбалансированность темпов закачки и отбора жидкости может приводить к искривлению начальной более или менее горизонтальной поверхности водонефтяного контакта. Такое явление было зафиксировано на Усть-Балыкском, Туймазинском, Зольненском и других месторождениях.

При площадных системах заводнения закачка в однопластовую залежь воды сопровождается вначале вытеснением нефти из наиболее проницаемых интервалов пласта. В результате длительной закачки воды интервал опережающего обводнения постепенно расширяется до полного заводнения пласта или большей его части. Приходу пресной воды к забою эксплуатационной скважины обычно предшествует вал высокоминерализованной жидкости, образующийся в результате вымывания хлоридов остаточной воды. На Ромашкинском месторождении, например, ширина вала осолоненной воды достигала 200—300 м.

Скорость продвижения закачиваемой воды зависит не только от типа коллектора, но и от расстояния между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. В песчаниках она может колебаться от 100 до 1600, в алевритах от 10 до 500 м в год. Общим для всех видов коллекторов является увеличение средней скорости движения закачиваемой воды при уменьшении расстояния между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Когда закачка воды ведется в чисто нефтяную часть пласта, часто наблюдается поинтервальное вытеснение нефти. В случае однопластовой залежи закачиваемая вода, продвигаясь по нап-

более проницаемым прослоям, разделяет нефтенасыщенный коллектор на отдельные слои. В зависимости от степени его неоднородности могут наблюдаться различные сочетания воды, внедряющейся по наиболее проницаемым прослоям, и нефти, оставшейся в менее проницаемых прослоях или в не охваченных процессом вытеснения интервалах пласта.

Значительно более сложным является процесс вытеснения нефти водой из многопластовой залежи. Большая неоднородность продуктивных пластов-коллекторов делает необходимым применение не только на разных месторождениях, но и в пределах одних и тех же залежей особенно крупных месторождений разных видов законтурного и внутриконтурного заводнения пластов (разнообразные сочетания законтурного и внутриконтурного заводнения, линейное разрезание залежи нагнетательными скважинами, очаговое, площадное, избирательное заводнения и др.). Все это обуславливает сложность процесса вытеснения нефти из пластов водой и многообразие форм перемещения водонефтяного контакта и контуров нефтеносности.

Результаты промысловых и геофизических наблюдений за заводнением многопластовых залежей, разрабатываемых скважинами с единым фильтром, позволили установить основные закономерности.

В случае совместной разработки продуктивных пластов с различными коллекторскими свойствами не все из пластов в нагнетательных скважинах принимают воду. Для каждого коллектора существует минимальное давление, ниже которого вода в него не поступает. Так, например, во время совместной закачки воды в пласт при давлении нагнетания около 15 МПа на Ромашкинском месторождении воду не принимает свыше 50 % перфорированной толщины. При большой неоднородности и расчлененности продуктивного разреза работающая толщина в многопластовой залежи составляет 35—50 % перфорированного интервала, а в более однородном, приближающемся к монолитному продуктивному разрезу, — 70—75 %.

С ростом давления нагнетания, близкого к горному давлению, наблюдается увеличение толщины продуктивного разреза, принимающего воду, или же работающая толщина, достигнув максимума, остается постоянной. Это объясняется в основном раскрытием естественных трещин при повышении критического давления $p_{кр}$. Последнее различно для коллекторов с неодинаковыми характеристиками и составляет 0,46—0,6 от горного давления.

Прирост работающей толщины в нагнетательной скважине при увеличении давления нагнетания воды происходит как за счет увеличения принимающей воду толщины в отдельных пластах, так и в результате включения в работу новых интервалов.

На рис. 56 в качестве примера приведено изменение профилей интегральной приемистости продуктивного коллектора в скв. 8794 Ромашкинского месторождения при изменении режи-

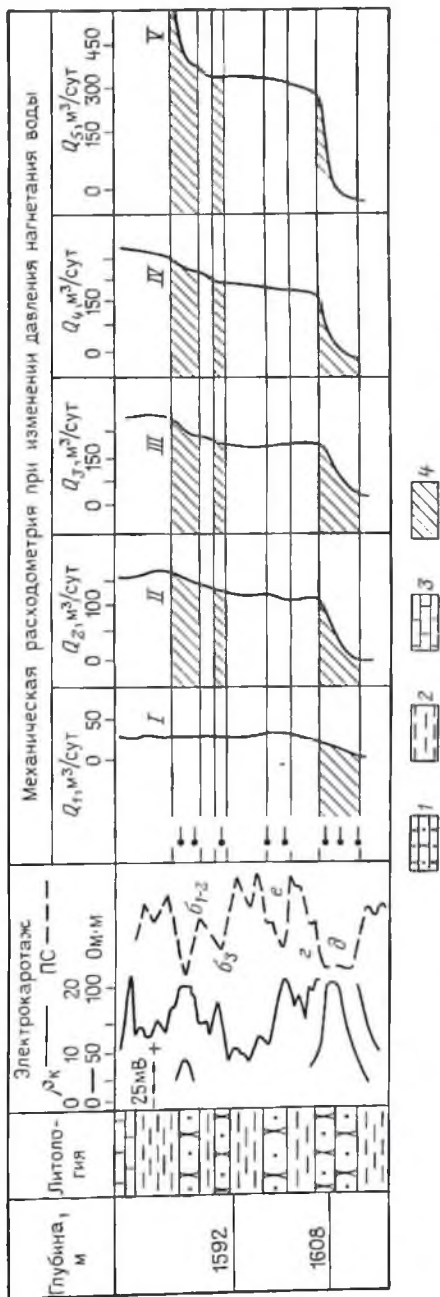


Рис. 56. Увеличение работающей толщины и удельной приемистости совместно разрабатываемых пластов при изменении давления нагнетания воды.

ма нагнетания воды. Так, при давлении на устье $p_y = 10,7$ МПа (кривая 1) воду поглощал лишь нижний пласт d . По мере увеличения давления нагнетания в работу стал включаться пласт b , а при достижении давления 32,4 МПа работающая толщина стала равна суммарной эффективной толщине пластов b и d при приблизительном равенстве приемистостей. Пласт $г$, обладающий худшими по сравнению с соседними пластами фильтрационными свойствами, включить в работу не удалось даже при таком высоком давлении.

В эксплуатационных скважинах разработкой охватывается также не вся эффективная толщина. Так, в целом по Ромашкинскому месторождению работающая толщина достигает только 46 % перфорированного интервала, хотя среднее ее значение по эксплуатационным скважинам на 10, а в отдельных случаях на 15—30 % выше, чем в нагнетательных. При увеличении давления закачки в нагнетательных скважинах в ближайших к ним эксплуатационных скважинах возрастает работающая толщина продуктивного коллектора. Увеличение давления нагнетания позволяет вовлекать в разработку низкопродуктивные пласты.

При сопоставлении разрезов скважин по профилям, расположенным вдоль рядов нагнетательных скважин, обычно наблюдается, что одноименные пласты или их отдельные интервалы, не принимающие воду в одних, принимают воду в других скважинах там, где фильтрационно-емкостные свойства коллекторов лучше. То же происходит, когда эти свойства хуже, чем у пластов соседних скважин, но лучше, чем в соседних пластах продуктивного разреза. Это свидетельствует о том, насколько сложен процесс заводнения многопластового эксплуатационного объекта, и о сложности регулирования распределения баланса энергии по залежи в процессе закачки и отбора жидкости скважинами.

Зависимость приемистости пластов от давления нагнетания отражает характер их обводнения, происходящего по-разному в однородных и неоднородных коллекторах с различными фильтрационно-емкостными свойствами. При этом в процессе заводнения необходимо учитывать величины не только давления нагнетания, но и пластового давления в зоне отбора жидкости: при $p_{пл}$ в зоне отбора выше некоторого критического возможно раскрытие естественных трещин и даже образование новых трещин большой протяженности, что приводит к преждевременным прорывам вод в эксплуатационные скважины.

Из-за разнообразия минерального состава, коллекторских и механических свойств осадочных пород по разрезу раскрытие или образование трещин в процессе заводнения в разных слоях происходит при разных давлениях нагнетания. Это приводит к различному воздействию заводнения на прошлой, что обуславливает дифференцирование текущих пластовых давлений по толщине продуктивного пласта в эксплуатационных

скважинах, находящихся наиболее близко от нагнетательных.

При давлении нагнетания выше $p_{кр}$ возможен опережающий послыйный прорыв воды не только по трещинам в пластах, но и по трещинам, образующимся на контакте пород различного литологического состава. Такое явление часто встречается в практике разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, Мангышлака, Краснодарского края и др.

В эксплуатационных скважинах с единым фильтром, которыми разрабатывается многопластовая залежь, наблюдается выработка запасов с опережающим заводнением пластов: снизу вверх, сверху вниз и по центральной части продуктивного разреза.

Опережающее заводнение пластов снизу вверх наблюдается на участках многопластовой залежи в том случае, когда в продуктивном разрезе коллекторские свойства ухудшаются от кровли к подошве. Вследствие такой особенности строения коллекторов более высокие отборы жидкости осуществляются, как правило, по нижним пластам, т. е. производится опережающая их выработка.

Такие выводы из анализа данных геофизических исследований скважин в процессе эксплуатации подтверждены многочисленными результатами каротажа бурящихся скважин на разных месторождениях (горизонт Д Ромашкинского месторождения, пласты БС₁—БС₄ Усть-Балыкского, АВ₁—АВ₅ и БВ₈ Самотлорского, БС₁ Западно-Сургутского, П₁ Тетереvского месторождений и др.). При всех прочих равных условиях опережающая выработка пластов снизу вверх зависит от профилей приемистости скважин ближайшего нагнетательного ряда (пласты БС₁₀ Усть-Балыкского, Мамонтовского и других месторождений).

Опережающее заводнение пластов сверху вниз наблюдается в многопластовой залежи, когда эффективная толщина и емкостно-фильтрационные свойства отложений продуктивного разреза неодинаковы. Такой характер заводнения, крайне нежелательный для разработки из-за сложности изоляции верхнего пласта, обнаружен на многих месторождениях Урало-Поволжья (различные стадии разработки горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения, Лениногорское месторождение Оренбургской обл. и др.).

Опережающее заводнение средних пластов относительно пластов, расположенных в кровле и подошве продуктивного горизонта, происходит при их большей эффективной толщине и лучших фильтрационно-емкостных свойствах. Такой характер заводнения часто наблюдается при разработке месторождений Урало-Поволжья (Татария, Башкирия, Куйбышевская обл. и др.) и связан с большими трудностями извлечения нефти из нижних пластов.

На Самотлорском месторождении по данным комплекса методов изучения выработки и охвата пластов разработкой было

установлено, что пласт $БВ_8^{1+2}$ горизонта $БВ_8$ разрабатывается с опережением при любом сочетании его с пластами $БВ_8^0$ и $БВ_8^3$. Как показано на рис. 57, встречаются четыре варианта выработки пласта $БВ_8^{1+2}$ в сочетании с пластами $БВ_8^0$ и $БВ_8^3$. При двухэлементном строении горизонта (пласты $БВ_8^{1+2}$ и $БВ_8^3$) пласт $БВ_8^3$ работает только в 10—12 % скважин. При трехэлементном строении горизонта (все три пласта с примерно равной толщиной песчаников) пласт $БВ_8^0$ работает в 85 % скважины, пласт $БВ_8^{1+2}$ — в 100 %, пласт $БВ_8^3$ — в 53 %. При совместной разработке пластов $БВ_8^0$ и $БВ_8^3$ с пластом $БВ_8^{1+2}$ доля их в общем притоке жидкости составляет 5—10 %.

При совместной разработке двух или более залежей возможны перетоки жидкости из одного горизонта в другой в связи с наличием гидродинамической связи между ними. Предпосылкой для гидродинамической связи между залежами может служить литологическое слияние пластов-коллекторов, обнаруживаемое по данным геофизических исследований скважин при разбуривании месторождения. Косвенными признаками такой связи могут быть общая отметка поверхности водонефтяного контакта, близкие свойства нефти и растворенного газа, общая газовая шапка и т. д. Выработка запасов из таких эксплуатационных объектов может осложняться очаговым заводнением участков залежи путем перетока жидкости из одного горизонта в другой.

Перетоки нефти и воды из пласта в пласт впервые были обнаружены на основе массовых определений уровня водонефтяного контакта геофизическими методами в пластах D_1 и D_{II} Туймазинского месторождения. За счет разности давлений между этими пластами произошло преждевременное и бессистемное обводнение продуктивных пластов центральной части залежи. Из пласта D_{II} в течение приблизительно 10 лет в пласт D_1 перетекло около 10 млн. т жидкости.

Переток жидкости удалось ликвидировать путем повышения давления в пласте D_1 за счет оперативного освоения внутриконтурного заводнения.

При своевременном обнаружении перетоков удается успешно разрабатывать месторождение путем управления движением жидкости между пластами. Так, например, на Леляковском месторождении Украины исследованиями был установлен переток жидкости из среднего пласта P_3 в верхний пласт P_{1+2} в местах их литологического слияния и в

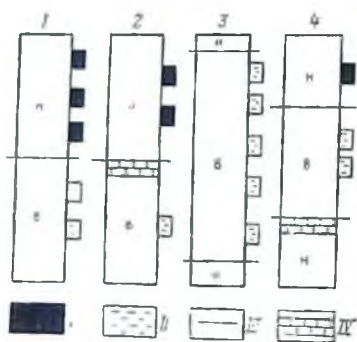


Рис 57. Варианты 1—4 выработки неоднородного продуктивного горизонта $БВ_8$ при совместно эксплуатирующихся пластах.

I — нефть; II — вода; III — глинистая перемычка; IV — плотный пласт

скважинах как при работе, так и после остановки их. Причем объем внутрискважинных перетоков в остановленных скважинах достигал 11—12 м³/сут. Путем опережающей форсированной выработки пласта P_3 поддержание пластового давления в залежи P_{1+2} обеспечивалось в основном за счет перетока пластовой воды из пласта P_3 .

Ошибки в гидродинамических расчетах и приемах управления режимом разработки могут привести к вытеснению части начальных запасов закачиваемой водой за контур нефтеносности.

Встречаются преимущественно два вида вытеснения нефти в водоносную часть залежи при закачке воды во внутриконтурную зону: нефть из вышележащего продуктивного пласта вытесняется в нижележащий водоносный пласт; нефть из продуктивного пласта вытесняется за пределы внешнего контура нефтеносности.

Перетоки нефти через зоны слияния в водоносные песчаники или оттоки ее в законтурную зону ведут к образованию в водоносных пластах недонасыщенных скоплений нефти. Такие пласты (интервалы) характеризуются, как правило, небольшими удельными электрическими сопротивлениями.

Установить замещение пластовой воды нефтью импульсным нейтронным методом по единичным замерам — задача весьма сложная, так как уменьшение хлоросодержания в пласте может быть одинаковым при замене пластовой воды нефтью и пресной водой. Чтобы обнаружить перемещение нефти в первоначально водоносную часть залежи, используют фиксируемый при временных измерениях импульсным нейтронным методом процесс опреснения или осолонения цементного камня против пласта. Если в пласте соленая вода замещена нефтью, цемент против такого пласта остается осолоненным. Когда же соленая вода замещена пресной, цементный камень через некоторое время опресняется.

В скважинах специальной конструкции (пробуренных с креплением продуктивного разреза неметаллической колонной) переток нефти в водоносный пласт может быть зафиксирован по исследованиям волновым диэлектрическим каротажем.

Наиболее подробно явление перетока нефти в водоносную часть залежи изучено на Ромашкинском месторождении. На одной из площадей этого месторождения в многопластовой залежи горизонта Д нижний пласт D_{63} первоначально повсеместно является водоносным. На отдельных ее участках происходит слияние этого пласта с залегающими выше нефтенасыщенными пластами D_{61+2} и D_6 . В результате превышения закачки над отбором жидкости происходили перетоки нефти в зонах слияния или отток ее в законтурную зону. Эти процессы зафиксированы по изменениям положения водонефтяного контакта во времени по ряду пробуренных и эксплуатационных скважин.

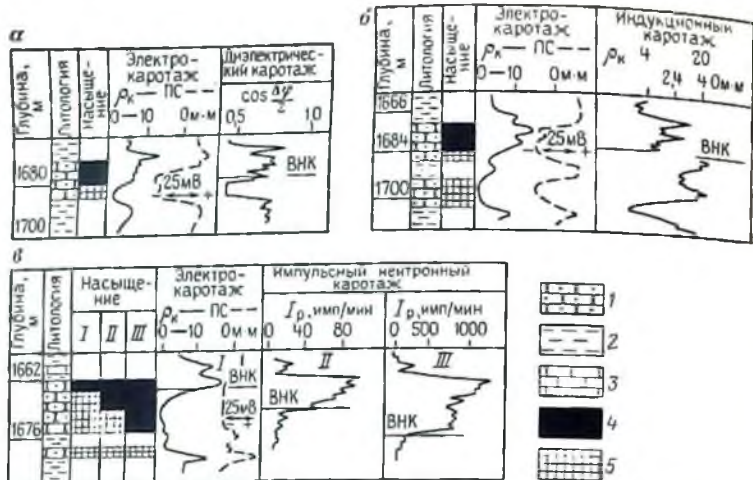


Рис. 58. Выделение интервалов вторичного скопления нефти в результате перетока в водоносный пласт.

а, б — вторичные скопления нефти в изначально водонасыщенном пласте; в — увеличение нефтенасыщенной толщины во времени. 1 — песчаник; 2 — глина; 3 — известняк; 4 — нефть; 5 — вода

На рис. 58 приведены примеры выделения интервалов вторичного скопления нефти в водоносном пласте D_{63} различными геофизическими методами.

В скв. 9727 (рис. 58, а) водонефтяной контакт отмечен по данным электрического и волнового диэлектрического каротажа на глубине 1678 м. Нефтяная часть пласта имеет удельное электрическое сопротивление 2—3,3, водоносная — 0,8—1 Ом·м. Относительная диэлектрическая проницаемость этих частей пласта составляет соответственно 18 и 32 отн. ед. При опробовании нефтенасыщенного интервала 1679—1674 м был получен приток нефти с содержанием 70 % минерализованной воды.

В скв. 9723 (рис. 58, б) пласт D_{63} в интервале от кровли до глубины 1681 м по данным электрического и индукционного каротажа характеризуется как нефтенасыщенный. Удельное электрическое сопротивление этого интервала 5 Ом·м, сопротивление залегающей ниже водоносной части 2,5—3 Ом·м. При опробовании нефтенасыщенной части на глубине 1676,5—1678 м был получен приток нефти с содержанием 15 % минерализованной воды.

В скв. 4478 (рис. 58, в) на основе сопоставления данных электрического каротажа (I) и временных исследований импульсным нейтронным каротажем после крепления ствола колонной (II, III) зафиксирована динамика нефтенасыщенной толщины в водоносном пласте за счет перетока нефти. За 6 лет, прошедших после вскрытия бурением, толщина нефтенасыщен-

ного интервала возросла на 9,2 м, а через 11 лет вся эффективная толщина пласта стала нефтенасыщенной.

Своевременное проведение геофизических исследований по изучению разработки месторождения позволяет геологической службе нефтедобывающего предприятия принимать важные решения по совершенствованию проекта разработки. Так, на первом этапе проектирования систем разработки месторождений в Западной Сибири, например, отдавалось предпочтение объединению в один эксплуатационный объект нескольких нефтяных пластов. Это делалось, с одной стороны, в предположении о высокой технико-экономической эффективности совместно-раздельной эксплуатации пластов при надлежащем ее техническом обеспечении и, с другой, в предположении о сравнительно близких фильтрационно-емкостных свойствах пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект. Однако обобщение и анализ накапливаемой в процессе освоения эксплуатационного объекта промысловой информации о пластах и скважинах, особенно по результатам геофизических исследований, существенно изменили подход к определению его объемов. В ряде случаев потребовалось внести значительные коррективы в первоначальные проектные решения.

Так, на Усть-Балыкском месторождении первоначальными проектами предусматривалась одновременная эксплуатация объектов $БС_1$, $БС_{2+3}$, $БС_4$. Геофизические исследования уже на первом этапе разработки показали неравномерность выработки этих пластов: установили пониженную проницаемость пласта $БС_{2+3}$ при совместном нагнетании воды в два пласта и отставание в выработке его относительно пластов $БС_1$ и $БС_4$. С целью регулирования разработки возникла необходимость разукрупнить объекты эксплуатации, в связи с чем была изменена первоначальная сетка скважин и дальнейшее разбуривание месторождения произведено по сетке, обеспечивающей раздельное вовлечение пластов в разработку.

Этот положительный результат применения геофизических исследований для изучения разработки месторождения стал примером для постановки аналогичных работ на других месторождениях Западной Сибири.

На Самотлорском месторождении на основе обобщения и анализа многочисленных данных изучения пластов и скважин геофизическими методами было принято решение о разделении горизонта $БВ_8$ на три самостоятельных объекта ($БВ_8^0$, $БВ_8^{1+2}$, $БВ_8^3$) с бурением резервных скважин по отдельной сетке на каждый из пластов. Эффективность такой корректировки проекта разработки проявилась в дополнительной добыче нефти, полученной за счет создания условий для более полного ее извлечения из недр. Решения по разделению многопластовых залежей на самостоятельные объекты разработки были приняты также на Аганском (пласты $БВ_8$ и $БВ_9$), Повховском (пласты

БВ₈¹, БВ₈¹⁶ + БВ₈²), Западно-Сургутском (пласты БС₁ и БС₁₀) и других месторождениях.

Геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин позволяют получать весьма важную информацию о состоянии крепи ствола: выявление случаев перетока нефти, воды и газа по заколонному пространству, ухода закачиваемых вод в неперфорированные пласты нагнетательных скважин, оценка качества вскрытия пластов перфорацией, что обеспечивает принятие оперативных и правильных решений по улучшению состояния фонда эксплуатационных скважин, качественно и эффективно проводить ремонтно-восстановительные работы в сотнях скважин на разных месторождениях.

Массовые измерения температуры в скважинах позволили выявить общие закономерности изменения теплового режима нефтяной залежи под влиянием закачки в пласты холодной воды. На Ромашкинском, Узеньском и других месторождениях установлено, что снижение температуры пласта до температуры кристаллизации парафина и связанное с этим ухудшение условий вытеснения нефти при существующих градиентах давления могут иметь место в эксплуатационных скважинах, расположенных на расстоянии около 400—500 м от нагнетательного ряда. Ухудшение наблюдается при прокачке количества воды, равного примерно пяти-шести объемам пор и более, в течение небольшого интервала времени на локальных участках со специфическим геологическим строением, где из-за высокой неоднородности продуктивного горизонта создаются условия для книжального прорыва воды. Зона существенного охлаждения пласта по разрезу приурочивается в основном к промытому интервалу пласта, от которого вверх и вниз температура резко возрастает (в 3 раза и более). Это дает основание полагать, что охлаждение проницаемых коллекторов не влияет существенно на фильтрационные свойства покрывающих и подстилающих пород.

Рисунок 59 иллюстрирует влияние закачки холодной воды на температуру пласта в залежи XVI горизонта месторождения Узень. Расстояние между нагнетательным рядом, в котором находится скв. 470, и эксплуатационным рядом, в котором в скв. 738 измерялась периодически температура пласта a , составляет 200 м. Из рисунка видно, что по мере увеличения объема нагнетания воды и времени воздействия заводнения на пласт температура его уменьшается (разница между начальной и текущей температурой пласта ΔT увеличивается). При этом максимумам объемов закачки соответствуют максимумы снижения температуры, сдвинутые по времени обратно пропорционально объемам закачки. По мере снижения темпа нагнетания воды (после третьего года закачки) происходит увеличение температуры пласта.

Массовый перевод эксплуатационных скважин на механизированный отбор жидкости в связи с переходом ряда месторож-

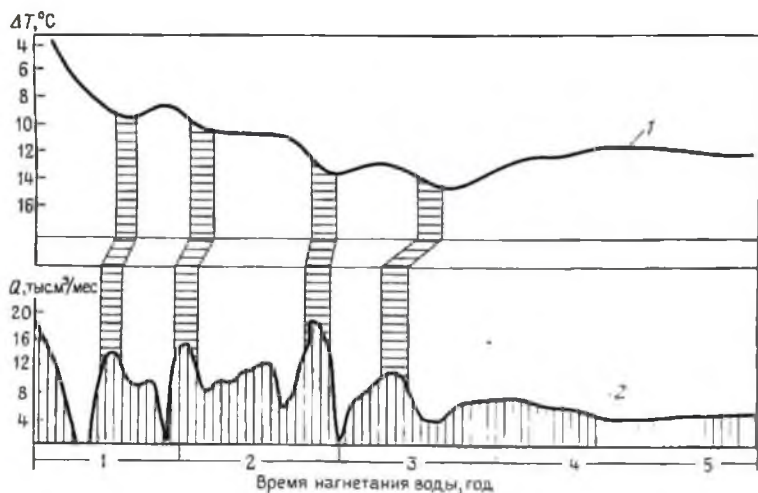


Рис. 59. Изменение температуры пласта под влиянием закачки холодной воды в залежь.

1 — снижение температуры пласта в скв. 738; 2 — объем нагнетаемой воды в скв. 470

дений (Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское и др.) на поздние стадии разработки позволил по результатам геофизических исследований выявить факторы, обуславливающие снижение производительности скважин. Так, за счет создающихся при механизированном отборе жидкости высоких перепадов давления между нефтенасыщенными и водоносными пластами возникают нарушения крепления заколонного пространства и появляются перетоки жидкости между ними. Аналогично закачка воды в пласт с давлением, превышающим прочностную характеристику цементного камня в перемычке между пластами, приводит к заколонным перетокам между ними.

Перевод безводных высокопродуктивных скважин с фонтанного на механизированный способ добычи нефти сопровождается значительным увеличением работающей толщины продуктивного коллектора главным образом за счет подключения к разработке пластов, слабо охваченных воздействием закачки воды.

Перевод обводнившихся скважин на механизированный способ эксплуатации, как правило, не оказывает влияния на работающую толщину продуктивного коллектора, хотя общий приток жидкости в ствол скважины возрастает. Связано это с тем, что падение давления в нефтенасыщенном пласте до давления насыщения газом приводит к снижению коэффициента продуктивности пласта для нефти, в то время как для воды он остается практически неизменным. В ряде случаев при переводе скважины на механизированный отбор работающая толщина

продуктивного коллектора уменьшается, что обуславливается ухудшением условий фильтрации жидкости в результате засорения призабойной зоны при снижении давления.

В целом, как показывают обобщение и анализ материалов исследования механизированных скважин, эксплуатация их бывает эффективной, т. е. сопровождается увеличением работающей толщины и притока нефти, если перевод скважины с фонтанного на механизированный способ подъема нефти произведен в безводный период эксплуатации пласта. При переводе на механизированный способ добычи обводненных скважин положительный эффект может быть получен, если будут предварительно изолированы источники обводнения и восстановлена герметичность колонны. В этом случае работающая толщина продуктивного коллектора может быть увеличена в 1,5—2 раза.

Практика исследования механизированных скважин показывает, что в большинстве случаев с обводненной продукцией работают скважины, толщина глинистых перемычек в которых между нефтенасыщенными и водоносными частями продуктивного коллектора менее 2—3 м.

Обобщение и анализ многочисленных материалов термометрии эксплуатационных скважин позволили определить некоторые критерии, по которым представляется возможным устанавливать причины обводнения продукции.

Традиционно для выяснения характера обводнения нефтяной скважины использовали способ термометрии, основанный на регистрации установившегося распределения температуры по стволу скважины, эксплуатирующейся длительное время. По форме тепловой аномалии в зумпфе, обуславливаемой дроссельным и калориметрическим эффектами, конвективным и кондуктивным переносом тепла, определяли положение подошвы отдающего интервала. В дальнейшем стали применять технологии исследования, основанные на регистрации серии термограмм после пуска скважины в эксплуатацию и позволяющие судить о характере обводнения, а именно о затрубном движении жидкости, путем сравнения скорости установления температуры в скважине с расчетной. В развитие последней технологии был создан также способ определения причины обводнения скважины в начальной стадии эксплуатации, основанный на регистрации контрольного распределения температуры в простаивающей скважине и, по крайней мере, трех термограмм после пуска скважины в эксплуатацию. Он базируется на использовании особенностей установления температурных полей в зумпфе скважины после ее пуска в зависимости от характера обводнения скважины.

Температурная кривая, зарегистрированная в простаивающей скважине, характеризует установившееся распределение температуры в зумпфе, причем это распределение может быть близким к геотермическому. После пуска скважины в эксплуатацию происходит нарушение первоначального распределения.

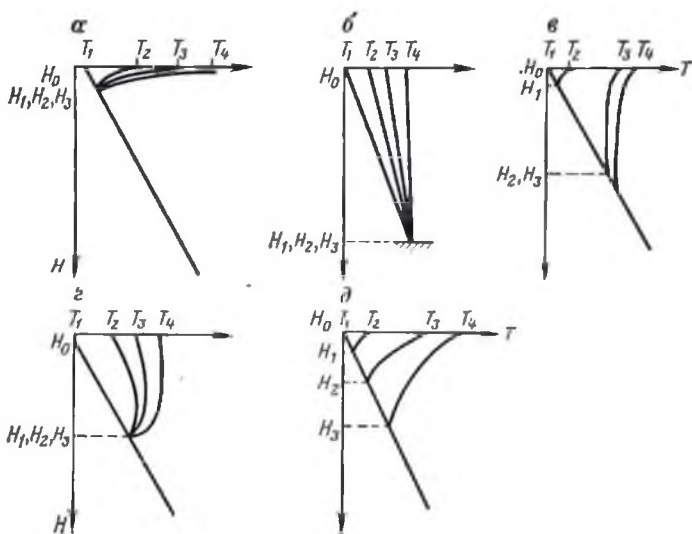


Рис. 60. Формы термограмм в зумпфе скважины при поступлении воды в ствол:

а — по пласту, б — с забоя скважины из-за негерметичности цементного стакана, в — в результате перетока из нижнего водоносного пласта, г — из-за нарушения герметичности обсадной колонны, д — из-за подтягивания конуса подошвенной воды

В зависимости от того, с чем связано обводнение продукции скважины, формирование нарушения геотермы в зумпфе будет происходить по-разному.

Для учета влияния инерционности скважины на процесс формирования температурного поля в ней первая термограмма регистрируется непосредственно после пуска скважины, а последующие — через время $\tau = 0,06 R^2/\alpha$, где R — радиус скважины, м; α — коэффициент температуропроводности жидкости, заполняющей ствол скважины, $\text{м}^2/\text{ч}$. Предполагается, что расчет времени по такому равенству обеспечивает проведение замеров в условиях, когда тепловое возмущение от интервала затрубного движения жидкости достигнет области датчика температуры.

На рис. 60, а изображен случай, когда вода в скважину поступает по перфорированному пласту. После пуска скважины против пласта начинает появляться аномалия дросселирования вследствие разогрева пласта. Наличие градиента температуры приводит к появлению теплового потока в подстилающих породах, где формирование поля происходит в результате теплопроводности и очень медленно. Степень отклонения кривой в зумпфе (например, на уровне $\Delta T = 0,1$) ΔT_0 , где ΔT_0 — аномалия

дресселирования в подошве работающего пласта, определяется как

$$\Delta z_r = 2,34 \sqrt{\alpha t},$$

где α — коэффициент температуропроводности подстилающих пород; t — время работы скважины после пуска. Регистрируемые тепловые аномалии (на основании этого выражения) практически совпадают и размеры зоны нарушения геотермы малы, т. е. практически выполняется условие

$$\Delta H_r^1 = \Delta H_r^2 = \Delta H_r^3 < 1,$$

где ΔH_r — размеры зоны нарушения геотермы для соответствующих моментов времени после пуска скважины.

Когда обводнение скважины происходит за счет поступления воды вследствие негерметичности цементного стакана (забоя) (рис. 60, б), после пуска скважины в работу в месте негерметичности обсадной колонны сразу же начинается приток жидкости и это отмечается аномалией дресселирования. Конвективный перенос тепла потоком жидкости через негерметичный забой скважины практически мгновенно формирует область нарушения геотермического распределения температуры в зумпфе, которая в дальнейшем не меняется по размерам. При этом температурная аномалия претерпевает соответствующие изменения в увеличении температуры, т. е. размеры зоны нарушения геотермы в этом случае связаны между собой соотношением $\Delta z_r^1 = \Delta z_r^2 = \Delta z_r^3$.

Здесь Δz_r^i — расстояние от подошвы до забоя скважины, оно, как правило, больше 1 м.

Когда причиной обводнения скважины является затрубный переток жидкости (рис. 60, в), продукция скважины обводняется из-за негерметичности цементного кольца за обсадной колонной. При этом жидкость может двигаться к перфорированному интервалу по трещинам в цементе, между цементом и колонной, между цементом и породой. В зависимости от этого температурное возмущение, возникающее после пуска скважины в эксплуатацию, в интервале перетока достигает области, в которой находится датчик температуры, через время порядка 1—2 ч. При регистрации после пуска скважины, по крайней мере, трех термограмм с интервалом между замерами $\tau = 0,06 R^2/\alpha$, соотношение между соответствующими размерами зон нарушения геотермы $\Delta H_r^1 < \Delta H_r^2 = \Delta H_r^3$.

Когда обводнение скважины происходит вследствие негерметичности обсадной колонны (порыв, нарушение резьбового соединения и т. д., рис. 60, г), в месте негерметичности сразу же после пуска скважины в работу возникает аномалия дресселирования. За счет конвективного переноса тепла потоком жидкости практически мгновенно формируется область нарушения геотермического распределения температуры в зумпфе, размеры которой в дальнейшем не изменяются. Размеры зоны наруше-

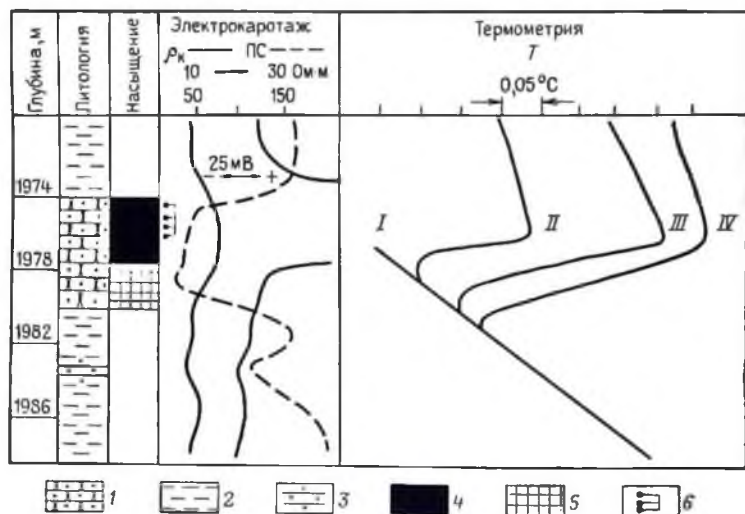


Рис. 61. Установление причины обводнения продукции скважины Тонкыского месторождения Башкирии в результате подтягивания конуса подошвенной воды.

I-IV — термограммы в момент простоя скважины, непосредственно после пуска ее в работу и через 2 и 4 ч после работы соответственно. 1 — песчаник; 2 — глина; 3 — алевролит; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — интервал фильтра

ния геотермы в этом случае связаны между собой соотношением

$$\Delta z_r^1 = \Delta z_r^2 = \Delta z_r^3,$$

где Δz_r^1 — расстояние от нижней границы интервала перфорации до места негерметичности колонны.

Обводнение скважины вследствие вертикального движения жидкости по прискважинной части пласта (конусообразование) (рис. 60, д) характерно для пластов-коллекторов водоплавающей части залежи, у которых перфорацией вскрыта нефтенасыщенная часть. Здесь движение жидкости происходит по водоносной части пласта, причем жидкость, двигаясь к интервалу перфорации, образует своего рода «конус» подошвенной воды. Температурные возмущения, возникающие после пуска скважины в работу и обусловленные вертикальным движением жидкости по пласту за обсадной колонной, характеризуются следующим соотношением между размерами зоны нарушения:

$$\Delta z_r^1 < \Delta z_r^2 < \Delta z_r^3.$$

При этом скорость распространения зоны нарушения геотермы зависит от толщины пласта, и поэтому за время исследования зона может не полностью распространяться до подошвы проницаемого горизонта.

Сопоставление и анализ рис. 61 и 60 показывает, что соотношение и величина ΔH_r^1 соответствуют ситуации на рис. 60, и, следовательно, причиной обводнения продукции скважины является подтягивание подошвенной воды из неперфорированной части пласта за счет конусообразования.

В процессе изучения разработки пластов геофизическими методами были выявлены некоторые закономерности изменения геохимических условий в обводняющихся частях залежей нефти. Установлено, в частности, что в процессе перемещения по нефтенасыщенному пласту закачиваемая вода обогащается метаном, растворимость которого в воде во много раз превышает растворимость углеводородов более тяжелых фракций. Поэтому первоначально продуктивные коллекторы, заводненными пресной водой, характеризуются повышенным содержанием метана. На Ромашкинском месторождении, например, обнаружено, что газ в обводненных пластах в большинстве случаев содержит метана от 60 % и выше, а в нефтенасыщенных — менее 60 %.

Изучение компонентного состава газов в пробах жидкости, отбираемой в скважинах с помощью опробователей пластов на кабеле (ОПК) или герметичных пробоотборников, позволило выявить интервалы прорыва пресной воды на ряде месторождений Урало-Поволжья.

Хотя компонентный состав углеводородных газов существенно различен в нефтеносных, водоносных и обводненных пластах, проникновение фильтра промывочной жидкости из скважины в пласт в определенной степени искажает истинное распределение метана по разрезу. В связи с этим данные анализа проб жидкости, доставляемых на поверхность с помощью ОПК или глубинных пробоотборников, должны рассматриваться в комплексе с результатами исследования скважины геофизическими и гидродинамическими методами. Помимо повышенного абсолютного содержания углеводородных газов в пробе на заводнение пласта обычно указывает повышенное или очень низкое удельное электрическое сопротивление отобранной жидкости.

Установлено, что при опробовании нефтенасыщенных пластов без зоны проникновения или с неглубокой зоной (меньшей радиуса дренирования) состав отбираемого газа близок к составу попутного нефтяного газа; в нем присутствуют все углеводородные компоненты при наиболее вероятном содержании метана 40—50 %. Максимальное содержание последнего редко превышает 60 %. Кроме газа в пробе присутствует нефть. Водоносные пласты с неглубокой зоной проникновения содержат газ, который близок по составу к растворенному в воде (содержание метана более 85—90 %).

При опробовании нефтенасыщенного пласта с глубокой зоной проникновения содержание метана в составе газа уменьшается до 5—15 %, а водоносного пласта — до 65—70 %.

При опробовании обводненных участков нефтенасыщенных пластов отобранный газ представлен растворенным в воде га-

зом (метаном), поступающим в баллон вместе с отбираемой жидкостью, и газом, образующимся в результате дегазации оставшейся в порах нефти. Для газа, растворенного в прошедшей по нефтяному пласту воде, характерно большое количество метана (более 85 %), в то время как газ, растворенный в оставшейся нефти, имеет невысокое его содержание. В целом состав газа определяется степенью проницаемости пласта водой.

При неглубоких зонах проникновения количество растворенных в воде газов, отбираемых из обводненных, хорошо промытых закачиваемой водой пластов, значительно превышает количество газа, дегазированного из нефти, и поэтому состав газа из обводненных пластов близок к составу растворенного, а наиболее вероятные концентрации метана достигают 80—90 %. С увеличением глубины зоны проникновения содержание газа и количество пластовой воды в призабойной зоне уменьшаются. В результате снижается также концентрация метана в отбираемой пробе. Если пласт обводнен, но промыт слабо, за счет высокого газового фактора в остаточной нефти и некоторого содержания подвижной нефти в пробе преобладает нефтяной газ с высоким содержанием метана. Количество метана в обводненных пластах с глубокой зоной проникновения и в обводненных, но слабо промытых пластах, обычно не превышает 10—20 %. В этих случаях по составу газа в пробе определить, является ли пласт нефтенасыщенным или обводненным, однозначно невозможно.

Таким образом, наиболее характерно следующее содержание метана в пробах из пластов: нефтенасыщенных 5—7; обводненных 10—90 и более; водоносных 65—90 % и более. Эти данные указывают на то, что при использовании в качестве критерия для расчленения продуктивного разреза по нефтеводонасыщенности содержания метана в пробе наиболее эффективно может решаться задача по разделению хорошо промытых и нефтенасыщенных пластов.

Достоверным признаком водоносного или обводненного пластовой водой интервала является присутствие в пробе большого количества воды. Содержание пластовой воды в пробе может быть установлено по соотношению удельных электрических сопротивлений фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды. В нефтенасыщенном пласте с неглубоким проникновением удельное электрическое сопротивление отобранной жидкости $\rho_{ж}$ меньше удельного электрического сопротивления фильтрата $\rho_{ф}$ (определяется по контрольной пробе промытой жидкости, взятой из скважины), при глубоком проникновении $\rho_{ж} \approx \rho_{ф}$. В водоносных пластах с неглубокой зоной проникновения или в интервалах, обводненных пластовой водой, $\rho_{ж} \approx \rho_{ф}$, а при наличии глубокого проникновения $\rho_{ж}$ равно промежуточному значению между величинами $\rho_{ф}$ и $\rho_{в}$. Если же пласт обводняется пресной водой, $\rho_{ж}$ зависит от соотношения сопротивлений филь-

граты ρ_f и пресной воды $\rho_{пв}$; при отсутствии проникновения $\rho_{ж}$ стремится к $\rho_{пв}$.

Таким образом, для достижения высокой эффективности изучения нефтеводонасыщенности продуктивного разреза скважины с помощью анализа проб жидкости на компонентное содержание газа необходимо создавать такие условия, при которых радиус дренирования пласта в интервале отбора пробы превышал бы глубину зоны проникновения посторонней жидкости в пласт.

Изменение геохимической обстановки в залежи нефти при прохождении по ней фронта закачиваемой воды сопровождается в отдельных случаях изменением первоначальной радиоактивности прискважинной зоны против продуктивных пластов. Такие явления были обнаружены при исследованиях скважины в процессе эксплуатации на месторождениях Апшеронского полуострова, Урало-Поволжья, Ставропольского края, Эмбинского района, Западной Сибири, Мангышлака и др.

Физико-химические основы повышения естественной радиоактивности связаны с обогащением пластовой воды при прохождении ее по поровому пространству продуктивного коллектора изотопами радия (^{226}Ra , ^{228}Ra), являющимися продуктами распада урана ^{238}U и тория ^{232}Th . Эти элементы в пластовых водах практически отсутствуют. Они содержатся в минеральном каркасе горной породы 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 пластовые воды изотопы радия попадают из кристаллической решетки минералов, слагающих каркас пласта-коллектора, за счет процесса вышелаивания, и они обогащаются ими. При фильтрации пластовых вод, подпираемых закачиваемыми водами, происходит еще большее обогащение их изотопами радия.

Нефти различных месторождений содержат уран и торий в повышенных концентрациях, и в результате распада их в нефтях постоянно образуются изотопы радия. При контакте нефти с водой (например, в зоне ВНК) происходит экстракция изотопов радия в контактирующую воду. В чисто нефтяной части радий оказывается как бы запечатанным в залежи и присутствует он в избытке по сравнению с водонефтяной частью залежи.

В процессе разработки нефтяной залежи пластовые и закачиваемые воды интенсивно внедряются в пласт-коллектор, резко увеличивая поверхность раздела фаз и ускоряя обмен частиц между фазами. Радий из нефти, остаточной воды и с поверхности вмещающих пород переносится в поток фильтрующихся вод. В начальной стадии вытеснения концентрация ра-



Рис. 62. Динамика естественной радиоактивности нефтяного пласта в процессе вытеснения из него нефти водой

для в пластовых водах увеличивается, а в последующем по мере удаления от первоначальных контуров нефтеносности поле концентрации в потоке стремится к равновесному состоянию: когда в потоке мало растворимых радиоактивных частиц, они из нефти и с поверхности вмещающих пород переходят в воду; если же концентрация частиц в воде высокая, частицы начинают уходить из потока и осаждаются на стенках пор, в результате чего источники превращаются в поглотители.

Из результатов исследования скв. 487 Бавлинского месторождения (рис. 62) видно, что в процессе заводнения нефтенасыщенного пласта пластовыми и закачиваемыми водами в передней части фронта вытеснения образуется радиоактивная оторочка, т. е. зона с повышенным содержанием изотопов радия в пластовых водах. На третий год разработки пласта эта оторочка достигла скважины, в которой проводились периодические измерения интенсивности гамма-излучения, что соответствует начальному периоду обводнения пласта. По мере увеличения обводненности и опреснения пластовой воды интенсивность гамма-излучения уменьшается и затем стабилизируется, отражая этим процесс изменения концентрации радия в воде. Постоянное приращение интенсивности гамма-излучения, наблюдающееся после прохождения через скважину радиоактивной оторочки, обусловлено необратимой адсорбцией радиоактивных солей на поверхности цементного кольца скважины. Длительность периода прохождения этой оторочки составила 2,5 мес.

Возникновение радиоактивной оторочки в какой-то мере аналогично формированию оторочки соленой воды в процессе вытеснения нефти поверхностными пресными водами, о чем говорилось выше.

При систематических измерениях естественной радиоактивности пластов в скважинах, равномерно расположенных на площади нефтяной залежи, фиксация времени прихода радиоактивной оторочки может быть использована для определения

скорости и направления фильтрационного потока, расчета заводненного объема нефтяной залежи и определения нефтеотдачи пластов балансовым методом.

Химический состав солей, растворенных в пластовой воде и адсорбирующихся на цементном камне и подземном оборудовании скважины, как показали прямые анализы, близок к составу барита. Барит с высоким содержанием изотопов радия принято называть радиобаритом $Ba(Ra)SO_4$. На некоторых месторождениях Западной Сибири повышенная радиоактивность обводненных пластов связывается с отложением на цементном камне радиокальцита.

Радиогеохимический эффект, как показал анализ материалов исследований скважин в процессе их эксплуатации, может успешно использоваться для определения первоначального положения водонефтяного контакта, выделения заводненных интервалов пласта-коллектора в процессе его разработки, выявления перетоков жидкости между пластами и по затрубному пространству скважины.

При определении положения водонефтяного контакта с помощью радиогеохимического эффекта используется более высокое содержание радиоактивных солей радия в пластовых водах в зоне контакта, чем в остальных частях нефтяной залежи. Обнаруживать это содержание возможно путем сопоставления замеров гамма-каротажа, выполненных сразу же после вскрытия пласта бурением в условиях отсутствия или неглубокой зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и после завершения бурения скважины, когда произошло отеснение пластовой воды в глубь пласта от стенок скважины.

Обводненные в процессе эксплуатации интервалы выделяются по изменению концентрации радия в пласте вследствие замещения нефти водой и выпадения радиоактивных солей на поверхности цементного кольца скважины. Критерий для разделения пластов по нефтеводонасыщенности — изменение естественной радиоактивности между двумя замерами: радиоактивность нефтеносных пластов остается без изменения, а обводненные пласты выделяются положительными приращениями интенсивности гамма-излучения. При этом повышение естественной радиоактивности против неперфорированных пластов может наблюдаться в скважинах, пробуренных на заводненном участке месторождения спустя некоторое время после обсаживания продуктивного разреза трубами и в эксплуатационных (наблюдательных) скважинах в процессе заводнения пласта.

На рис. 63 приведен пример исследования скв. 10966 Ромашкинского месторождения, пробуренной на заводненном участке залежи девоонского горизонта. На первом замере гамма-каротажа, выполненном сразу после завершения бурения скважины, конфигурация кривой совпадает с кривой потенциалов самопроизвольной поляризации, т. е. отображает изменение литологии продуктивного разреза. На втором замере этого метода от-

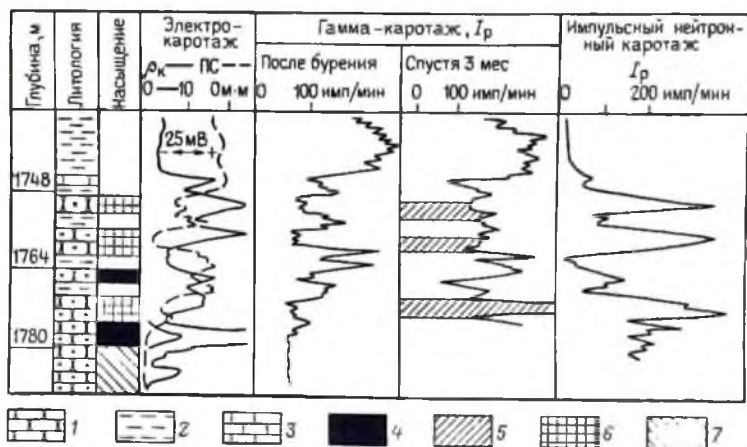


Рис. 63. Выделение заводненных интервалов нефтяного пласта по радиогеохимическому эффекту.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — известняк; 4 — нефть; 5 — водоносная часть пласта; 6 — заводненнные интервалы пласта; 7 — аномалии гамма-излучения, обусловленные радиогеохимическим эффектом

четливо зафиксировались интервалы прироста интенсивности гамма-излучения, обусловленные адсорбцией солей радия из воды, прошедшей по пласту в процессе вытеснения нефти. На кривой импульсного нейтронного каротажа интервалам прироста естественной радиоактивности соответствуют более высокие значения плотности тепловых нейтронов, чем в заведомо водоносной части разреза. Это свидетельствует о заводнении этих интервалов пресной водой.

В эксплуатационных скважинах заводнение перфорированных нефтенасыщенных пластов в большинстве случаев сопровождается повышением естественной радиоактивности. Если вся толщина перфорированного пласта отдает жидкость (воду, нефть), интервал повышенной интенсивности гамма-излучения совпадает с заводненным интервалом. При наличии на площади месторождения большого числа скважин, охваченных временными исследованиями методом гамма-каротажа, путем корреляции результатов исследований можно проследить пути продвижения закачиваемой воды по толщине пласта-коллектора.

В связи с тем, что соли радия не только адсорбируются на цементном кольце скважины, но и осаждаются на подземном оборудовании, при неполной работающей толщине пласта или при наличии заколонной циркуляции жидкости в скважине могут фиксироваться радиоактивные аномалии, не связанные с процессом вытеснения нефти из пласта закачиваемой водой.

Для повышения достоверности результатов исследований гамма-каротажем на практике применяют способ, основанный

на сопоставлении двух параметров: $h_p/h_n \cdot 100$ и Q_w , где h_p — толщина перфорированного пласта, характеризующаяся повышенной радиоактивностью; h_n — перфорированная толщина продуктивного пласта; Q_w — содержание воды в продукции скважины.

Если между этими двумя параметрами существует линейная корреляционная связь, толщину перфорированного интервала, отмеченного гамма-аномалией, относят к заводненной толщине продуктивного пласта.

По уровню добычи нефти и особенности заводнения залежей в процессе разработки на нефтяных месторождениях проявляются следующие периоды: начальный, основной и поздний. В начальный период, характеризующийся интенсивным разбуриванием залежи и освоением системы заводнения, обводнение скважин происходит сравнительно медленно. Из-за последовательного снижения пластового давления уменьшаются дебиты эксплуатационных скважин.

Интенсивный рост обводнения наступает при достижении нефтеотдачи 30—45 %. В это время, считающееся основным периодом разработки, закачка воды в пласт производится в объемах, превышающих суммарный отбор жидкости, за счет чего достигается рост, а затем стабилизация пластового давления.

На поздней стадии разработки, характеризующейся продолжительной добычей небольшого количества нефти при высокой обводненности продукции, продолжается падение темпов добычи нефти. При этом более 50 % фонда эксплуатационных скважин имеют обводненность продукции, превышающую 80 %. Остаточные запасы в заводненных участках залежи составляют около 30—35 %, а в заводненных — от 15 до 18 %.

Эффективность мероприятий по максимальному извлечению нефти в значительной степени определяется наличием достоверной информации о пласте, получаемой по геофизическим данным на всех стадиях разработки как в эксплуатирующихся, так и в новых бурящихся скважинах. Геофизические исследования должны быть нацелены на обеспечение количественной оценки подвижной и остаточной нефти, четкое определение обводненных интервалов независимо от характера и минерализации воды.

НЕФТЕГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтегазовые залежи отличаются от нефтяных тем, что насыщающие пласт углеводороды до начала разработки образуют единую двухфазную, а при наличии подошвенной воды — трехфазную систему. Особенность ее — присутствие в газонасыщенной зоне пласта остаточной нефти, которая является продуктом формирования залежи.

Специфическая особенность процесса эксплуатации нефтегазовой залежи — взаимодействие между газовой и нефтяной частями.

В процессе разработки может происходить как расширение газовой части (шапки) залежи, так и внедрение нефти в ее пределы. Рациональное регулирование разработки нефтегазовой залежи базируется на количественной оценке данных о нефтеотдаче при двустороннем напоре вытесняющих сил со стороны газовой и водоносной частей залежи.

При наличии краевой воды могут быть применены и более сложные системы воздействия на залежь, например барьерное заводнение, при котором газовая часть залежи отделяется от нефтяной путем создания сплошной водонасыщенной перемычки.

К настоящему времени накоплен опыт наблюдения за разработкой нефтегазовых месторождений геофизическими методами, основанными на определении динамики нефтегазонасыщенности работающих толщин пластов, и выявлены некоторые закономерности многофазной фильтрации потоков жидкости и газа.

На Анастасиевско-Троицком месторождении Краснодарского края по результатам исследований большого числа скважин было установлено перемещение водонефтяного контакта вниз на 2—3 м, а также подъем газонефтяного контакта примерно на такую же величину. По данным о положении контактов геофизическими методами определялись динамика нефтенасыщенных толщин и объемы залежей, в которые происходило вторжение воды. На основе анализа этих данных было установлено, что в условиях IV мезотического горизонта основным фактором, приводящим к обводнению скважин, является вертикальный подъем водонефтяного контакта. Основная обводненная толщина продуктивного разреза приурочена к подошве нефтенасыщенных пластов, не обнаружены прорывы контурных вод и образование языков обводнения. Это позволило применить наиболее оптимальные варианты расположения интервалов отбора нефти (перфорации) относительно текущих уровней водонефтяного контакта. При наличии в нефтенасыщенной части разреза прослоев глинистых или плотных пород, например, более эффективным оказалось расположение нижней границы интервала перфорации ближе к границе ВНК (на расстоянии 5—7 м). При отсутствии в нефтенасыщенной части разреза литологических экранов интервал перфорации оказался рациональнее располагать на расстоянии одной трети толщины пласта от ВНК.

Геофизические исследования в скважинах на месторождениях Западной Сибири позволили получить весьма интересные в научном и полезные в практическом отношении данные о процессе разработки нефтегазовых залежей с применением барьерного заводнения. При разработке продуктивных пластов АВ₁—АВ₂₊₃ на некоторых объектах Самотлорского месторождения, например, нагнетание воды производится не только в нефтяную зону, но и в нефтегазовую зону через кольцевые ряды нагнетательных скважин.

тельных скважин, разделяющие залежь на блоки самостоятельной разработки.

Задачи изучения процесса барьерного заводнения подгазовых горизонтов сводятся к наблюдению за фронтом перемещения нефтяного вала и воды, оценке текущих нефтенасыщенных толщин и остаточной газонасыщенности. Для их решения используют временные замеры импульсным нейтронным методом в наблюдательных скважинах и потокометрические исследования в эксплуатационных скважинах.

Анализ результатов этих исследований показал, что вследствие неодновременного ввода в эксплуатацию нагнетательных скважин некоторое время оказываются незамкнутыми барьеры на отдельных участках и происходит преимущественно направленное движение флюидов в сторону открытой части барьера. Наличие информации о насыщенности и работающих толщинах пластов позволяет регулировать фронт перемещения нефтяного вала и воды в условиях динамического характера эксплуатации участков нефтегазовой залежи. Установлено, например, что при небольшом начальном объеме газонасыщенной части продуктивного коллектора по сравнению с объемом нефтенасыщенной части в зоне интенсивного отбора нефти эксплуатационными скважинами происходит уменьшение газонасыщенности, т. е. растекание газа по нефтяным пластам при постоянном содержании в них общего количества углеводородов. Такой процесс благоприятно отражается на режимах работы эксплуатационных скважин, поскольку по мере выработки нефти в пласте происходит растворение газа при падении пластового давления, что позволяет получать продукцию без применения дополнительных мер, направленных на ликвидацию возможного прорыва газа в область отбора нефти при опускании газонефтяного контакта.

Разработка нефтегазовой залежи в режиме, способствующем увеличению ее начального газового объема, показывает, что коэффициент газонасыщенности продуктивного разреза растет снизу вверх. Это свидетельствует о высокой степени вытеснения нефти газом.

Отбор газа из газовой шапки приводит к подъему газонефтяного контакта и общему снижению газонасыщенности, однако в дальнейшем величина коэффициента газонасыщенности стабилизируется одновременно с положением уровня газонефтяного раздела.

Стабилизация положения газонефтяного контакта — один из показателей регулирования разработки нефтегазовой залежи и может быть подтверждена только данными систематических наблюдений за динамикой нефтегазонасыщения продуктивного разреза.

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВО ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Глава 17

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Геофизические работы на разрабатываемом нефтяном месторождении — составная часть геолого-технических мероприятий, выполняемых с целью реализации технологического цикла проектирования, промышленной эксплуатации залежей и наблюдения за процессом нефтеизвлечения. В настоящее время в состав геофизических работ входят: исследования бурящихся резервных и оценочных скважин; исследования скважин в процессе эксплуатации и при ремонтно-восстановительных работах; оперативная обработка, интерпретация и формирование баз данных о пластах и скважинах; комплексный анализ промысловой, геологической и геофизической информации для установления общих закономерностей выработки запасов.

Геофизические работы на разрабатываемом месторождении выполняются специализированными геофизическими предприятиями (подрядчиком) подрядным способом на основе договоров, заключаемых с буровым или нефтедобывающим предприятиями (заказчиком). Взаимоотношения между заказчиком и подрядчиком регламентируются «Основными условиями производства промыслово-геофизических работ в нефтяных скважинах».

Структура геофизической службы Миннефтегазпрома СССР в общих чертах схожа со структурой геофизической службы Мингео СССР, но имеются некоторые особенности, обусловленные различием в объемах и составе выполняемых работ.

СТРУКТУРА СЛУЖБЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОФИЗИКИ

В системе нефтяной и газовой промышленности организация и управление геофизическими работами осуществляются централизованно. Инфраструктуру геофизической службы составляют объединения, предприятия и организации, создаваемые по административно-территориальному принципу в республиках, краях, областях.

В геофизическое объединение входят ряд производственных предприятий, выполняющих геофизические работы в одном или нескольких нефтегазовых районах. Основная структурная единица геофизического объединения — управление геофизических работ, организующее на договорных началах с буровыми и нефтедобывающими организациями геофизические работы в

скважинах в объемах, требуемых для доразведки и разработки нефтяных месторождений. К числу геофизических организаций относятся отраслевые научно-исследовательские институты, специальные конструкторско-технологические бюро с опытными производствами и приборостроительными заводами.

Геофизические работы в скважинах выполняются специализированными промыслово-геофизическими партиями. Партия, как основная структурная единица управления геофизическими работами, является передвижной бригадой специалистов различных категорий и квалификации (начальник партии, геофизик-оператор, техник-оператор, каротажник-перфораторщик, машинист, моторист), непосредственно выполняющих конкретные задания по информационному обеспечению процессов строительства, эксплуатации и ремонта скважин.

В зависимости от состава и объема работ несколько промыслово-геофизических партий могут быть объединены в рамках управления геофизическими работами в специализированные экспедиции, выполняющие работы, связанные с изучением геологического строения месторождения, с оперативными исследованиями пластов и скважин в процессе эксплуатации, с проведением исследований и технологических операций по ремонту и восстановлению производительности скважин и др.

Отраслевыми научно-исследовательскими институтами разрабатываются и реализуются концепции научно-технического развития на перспективу в области методики, техники и технологии промыслово-геофизических исследований в разведочных и эксплуатационных скважинах.

Совершенствование геофизической аппаратуры и оборудования, а также разработка и производство технических средств для оперативного внедрения новых проектных решений геофизических работ и прогрессивных технологий исследований в скважинах осуществляются специальными конструкторско-технологическими бюро.

У Специализированное геофизическое предприятие выполняет полный цикл работ: прием заказов, проведение исследований и технологических операций, обработку и интерпретацию результатов, выдачу графических материалов и заключений заказчикам.

В управлении геофизических работ имеются основное и вспомогательное производства. К основному производству относятся службы планирования и производства геофизических работ, обработки и интерпретации результатов исследований; к вспомогательному — аппаратный цех, механическая и зарядная мастерские, гараж, обеспечивающие производственные промыслово-геофизические партии исправной аппаратурой и оборудованием. Прием заказов на выполнение геофизических работ в бурящихся и эксплуатирующихся скважинах и организация оперативного их выполнения осуществляются диспетчерской службой.

В крупных управлениях геофизических работ основных нефтедобывающих районах имеются опытно-методические и тематические партии (экспедиции), выполняющие функции научно-исследовательских подразделений производства. Обработка и количественная интерпретация материалов геофизических исследований с выдачей заключений с графическими построениями производится на вычислительных центрах, оснащенных малыми или большими ЭВМ.

РАБОТА ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В УСЛОВИЯХ ПОЛНОГО ХОЗРАСЧЕТА И САМОФИНАНСИРОВАНИЯ

В соответствии с перестройкой управления народным хозяйством с целью повышения эффективности работ, дальнейшего развития инициативы и заинтересованности трудовых коллективов в решении задач отрасли геофизические предприятия начали работать в условиях полного хозрасчета и самофинансирования.

В основу работы в новых условиях положен доход предприятия, как важнейший обобщающий экономический показатель. Он образуется как разница между средствами, полученными за выполненные работы, реализованную продукцию, услуги и затратами на их производство. Работа предприятия в условиях полного хозрасчета и самофинансирования производится по утвержденным планам производства, экономического и социального развития.

Исходные данные для формирования планов — заявленные предприятиями контрольные цифры, включающие: доход; валютную выручку; показатели совершенствования технологических процессов, качества продукции, научно-технического развития, роста производительности труда; показатели развития социальной сферы и др. На основе этих цифр устанавливаются и доводятся до предприятий основные плановые задания: государственные заказы на продукцию; лимиты средств государственного бюджета; лимиты централизованных капитальных вложений; объемы строительно-монтажных работ; централизованно-распределяемые материально-технические ресурсы.

Государственным заказом является объем геофизических работ, который необходимо выполнить предприятию для реализации геолого-технических мероприятий, предусмотренных технологической схемой или проектом разработки нефтяного месторождения. Основа для расчета объемов работ — количество скважин, которые должны быть исследованы для решения установленного круга задач с применением действующего комплекса методов и серийной аппаратуры.

Противозатратный механизм планирования, проектирования и финансирования геофизических работ в условиях хозрасчета и самофинансирования действует на основе стимулирования

применения для решения задач исследований более совершенных комплексов методов, технических средств и технологий, чем стандартные. Экономия определяется при сравнении фактических затрат с рассчитанными по действующим нормам и расценкам, которые принимаются в качестве стабильных (на соответствующий период) нормативов предельной стоимости результатов выполненных геологических заданий.

Если геологическим заданием являются работы, связанные с изучением состояния разработки месторождения на основе площадной интерпретации геофизической информации, то экономия определяется как разница между фактической стоимостью и стоимостью типового проекта, принимаемой в качестве предельного лимита стоимости.

При работе в условиях полного хозрасчета и самофинансирования доход предприятия — основной источник средств для оплаты труда работников, научно-технического, производственного и социального развития. При этом в распоряжение предприятия поступает доля дохода, оставшаяся после платежей в государственный бюджет и специальных отчислений.

Установлена следующая очередность в распределении дохода, получаемого предприятием в результате выполнения установленного плана: отчисления в государственный бюджет; уплата процентов за краткосрочный банковский кредит; отчисления министерству на образование централизованного фонда развития производства, науки, техники и резервов. Остальной хозрасчетный доход используется в соответствии с утвержденными нормативами для формирования фондов развития производства, науки и техники, социального развития и оплаты труда.

Геофизическому предприятию устанавливаются следующие экономические нормативы по отчислениям: от фонда в государственный бюджет; от дохода, а также от амортизации на полное восстановление основных средств; от дохода в централизованный фонд развития производства, науки и техники, резерв министерства; от дохода для образования собственного фонда развития производства, науки и техники; от дохода для образования фонда социального развития; от дохода для образования фонда валютных отчислений.

В целях укрепления внутрипроизводственного хозяйственного расчета работа геофизического предприятия строится на принципах коллективного подряда, предусматривающего планирование деятельности структурных подразделений и производственных единиц на основе смет и расходов. При этом предусматривается взаимная экономическая ответственность за выполнение договоров подряда, оплата труда работников за счет заработанных средств, усиление влияния экономических форм и методов на повышение трудовой активности коллективов партий, отрядов, участков, бригад, каждого работника за достижение высоких конечных результатов деятельности геофизического предприятия.

Главнейший критерий оценки деятельности объединения, предприятия, организации, геофизической службы министерства в целом — выполнение государственных заказов и договоров (геологических заданий). При невыполнении годового геологического задания в целом по предприятию соответствующие отчисления подлежат возврату в бюджет и на счет заказчика.

Оплата выполненных геофизических работ, финансируемых за счет операционных отчислений из госбюджета (тематические и опытно-методические работы, обработка и интерпретация материалов ГИС на ЭВМ и др.), производится в соответствии с документом «Особенности финансирования геологоразведочных работ в новых условиях хозяйствования».

Оплата заказов на геофизические исследования и операции производится в соответствии со «Сборником единых районных единичных расценок на конструкции и работы (скважины на нефть и газ)». При отсутствии расценок на новые виды работ применяются согласованные с заказчиком временные нормы и расценки, которые действуют в течение трех лет. При применении новых технологий исследований в скважинах, когда эффективность выражается не ростом производительности, а повышением качества и информативности, оплата работ производится с применением поощрительных надбавок.

Основная форма организации труда на предприятии, работающем в новых условиях хозяйствования, — коллективный труд с оплатой, учитывающей результаты работы — вклад каждого работника.

Фонд развития производства, науки и техники геофизического предприятия образуется за счет: амортизационных отчислений на полное восстановление производственных основных средств; отчислений по установленному нормативу от остающегося в распоряжении предприятия дохода; выручки от реализации излишнего имущества; экономии средств, полученной за счет применения прогрессивных проектных решений.

Централизованный фонд геофизической службы министерства образуется за счет отчислений объединений, предприятий и организаций от дохода, экономии, а также от амортизации по стабильным нормативам. Средства этого фонда направляются на: финансирование важнейших научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ; капитальные вложения общепромышленного характера; погашение банковских ссуд и оплату процентов по ним; возмещение убытков; стимулирование коллективов подведомственных подразделений за достижение высоких производственных результатов; оказание временной финансовой помощи объединениям, предприятиям, организациям и др.

За счет централизованного распределения части сэкономленных средств, остающихся в распоряжении предприятий, образуется фонд геофизической службы министерства, который направляется на стимулирование: перевыполнения геологиче-

ских заданий, коренного улучшения качества проектирования работ, широкого применения прогрессивных методик и технологий, передовых методов организации производства, труда и управления.

В целях усиления зависимости оплаты труда от конечных результатов деятельности геофизического предприятия взамен фондов заработной платы и материального поощрения формируется фонд оплаты труда из средств хозрасчетного дохода и экономии от реализации прогрессивных проектных решений.

Глава 18

ПЛАНИРОВАНИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

В основе планового развития нефтяной и газовой промышленности лежит балансовый способ, позволяющий правильно устанавливать и распределять ресурсы, выявлять отдельные диспропорции и своевременно принимать меры по их устранению.

Система показателей при планировании, учете и контроле за выполнением планов включает в себя показатели объема производства, технического развития, использования производственных фондов, производительности труда и другие качественные показатели. Основой всего планирования являются перспективные планы, которые составляются на пять лет и более. Их задачи определяют содержание текущих планов, которые вырабатываются на 1 год с последующей разбивкой по кварталам и месяцам. По текущим планам распределяются трудовые, материальные и денежные ресурсы между предприятиями и обеспечивается связь плана предприятия с народнохозяйственным планом.

ПЛАНИРОВАНИЕ И ФИНАНСИРОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Геофизические исследования — часть геологоразведочных и нефтепромысловых работ, являющихся в свою очередь составной частью народнохозяйственного плана. Основным балансовый показатель при планировании геофизических работ в скважинах — объемы буровых работ и число скважин эксплуатационного фонда.

Объем геофизических работ планируется в денежном выражении. Для его расчета используют следующие исходные данные: объемы бурения скважин по их целевому назначению, стоимость геофизических работ на 1 м бурения, выработка на одну партию с учетом роста производительности труда, сумма средств, выделяемая на реализацию геолого-технических мероприятий по эксплуатации скважин и залежей нефти, выработка

на одну исследовательскую партию, состав и количество необходимого оборудования и аппаратуры для развития производства и замены изношенных, капитальные вложения на обустройство и развитие производства и др.

Затраты на геофизические исследования в скважинах закладываются в проекты на строительство скважин, в которых обосновываются методы, перечень задач исследований, требования к получаемой информации и заключения по результатам выполненных работ.

Сумма средств на исследования скважин в процессе эксплуатации учитывается в проектах подземного и капитального ремонта, в которых приводится перечень задач исследований и требования к их результатам.

Затраты на изучение разработки месторождения закладываются в проекты разработки, в которых формируются системы наблюдения за состоянием охвата пластов разработкой, за динамикой их нефтеотдачи при применении заводнения и других методов повышения нефтеизвлечения.

При составлении плана рассчитываются объемы и виды исследований, которые определяются утвержденными методами с учетом исследуемой аппаратуры и регламента на проведение работ. Приводятся рассчитанные по действующим расценкам и нормативам продолжительность исследований и их сметная стоимость, которая принимается в качестве лимитов проектных ассигнований, предназначенных для финансирования этих работ за счет средств капитальных вложений, себестоимости добычи нефти и прибыли от дополнительно добываемой нефти.

При планировании геологического задания на изучение разрабатываемого блока, залежи, месторождения геофизическими методами учитываются особенности принятой в проекте системы наблюдений и методики исследований. При этом обращается внимание на то, что скважины опорной сети на площади должны быть выбраны из тех, в которых наиболее эффективно могут проявляться или проявляются исследуемые процессы.

Опорные сети скважин должны создаваться отдельно для изучения состояния выработки запасов и наблюдений за охватом эксплуатационного объекта процессом разработки. В опорную сеть включаются прежде всего разведочные и базовые скважины (на стадии опытно-промышленной эксплуатации), пьезометрические, контрольно-эксплуатационные, добывающие и нагнетательные (на стадии разработки), а также оценочные скважины. Базовыми считаются скважины, пробуренные вертикально, с отбором керна и исследованные комплексом геофизических и гидродинамических методов, в результате которых получена максимальная информация о фильтрационно-емкостных свойствах пластов, их насыщенности, качестве вскрытия и освоения. В проектных документах определяется, исходя из особенностей геологического строения объекта, с соблюдением принципа опережающего бурения и равномерности расположе-

ния, опорная сеть наблюдательных скважин, которая должна позволить по параметрам пластовых пересечений строить профили и карты разработки с требуемой детальностью.

По перспективным планам, составленным геофизическими объединениями, комплектуется сводный план геофизических работ министерства. Текущие планы геофизическим объединениям, предприятиям, организациям устанавливаются поквартально с учетом уточненных объемов, определенных по договорам с заказчиками. В перспективных и текущих планах особое внимание уделяется повышению экономической и геологической эффективности геофизических работ.

В условиях полного хозрасчета и самоокупаемости руководителям объединений, предприятий и организаций даны следующие дополнительные права: утверждать проектно-сметную документацию на геофизические работы вне зависимости от ее сметной стоимости; перераспределять в последнем квартале планы финансирования работ по подчиненным структурным подразделениям без изменения заданий.

ОСНОВЫ УЧЕТА И ОТЧЕТНОСТИ

Необходимо условие планового руководства предприятием — учет, анализ и отчетность по результатам производственно-хозяйственной деятельности. Систему народнохозяйственного учета составляют оперативно-технический, бухгалтерский и статистический учеты. Оперативно-технический учет позволяет получать данные о производственно-хозяйственной деятельности предприятия непосредственно в процессе выполнения работ или после их окончания. По его данным представляется возможным оперативно регулировать производственный процесс. Бухгалтерский учет характеризует в стоимостном выражении имущественное и финансовое состояние предприятия на определенную дату. Сущность текущего бухгалтерского учета заключается в систематизации наиболее важных производственно-хозяйственных операций и характеризует состояние в денежном выражении основных средств; материалов, производственных затрат, денежных расчетных и кредитных операций, а также заработной платы. Статистический учет отражает динамику хозяйственной деятельности предприятия по наиболее важным позициям по формам, установленным центральными статистическими органами.

Первичные документы, на которых строится оперативно-технический учет: по производственной деятельности — наряды на производство геофизических работ, акты на выполненные работы, путевые листы, листки учета баланса времени, таблицы, расчетные ведомости на зарплату и др.; по использованию основных средств — паспорта оборудования, журналы учета его работы, ремонта аппаратуры и оборудования, дефектные ведомости, ведомости использования активных элементов основных

средств, акты приемки и списания оборудования; по использованию оборотных средств — требования-накладные, лимитные заборные карты, приходно-расходные ведомости; по использованию финансовых ресурсов — приходные и расходные ордера, чеки на получение денег, поручения для перечисления денег на расчетные счета и др.

Для оперативного руководства и обоснованного распределения материальных, финансовых и трудовых ресурсов объединения, предприятия и организации информируют геофизическую службу министерства о своей хозяйственной деятельности за истекший календарный период в форме технико-экономического отчета. В отчете освещаются основные показатели в соответствии с показателями за предыдущий период: число производственных, тематических и других партий по видам работ; объем работ в денежном выражении в скважинах различного целевого назначения и по отдельным видам исследований по номенклатуре применяемых методов; метраж бурения, исследований геофизическими методами; число скважин эксплуатационного фонда, исследованных в процессе работы и при ремонте (в %), исследования действующего фонда скважин; годовая выработка в денежном выражении на одну производственную партию; выполнение принятых заявок; баланс рабочего времени партий; состояние технической оснащенности производства по наиболее важным позициям; потери времени на ликвидацию брака и аварий; геологическая эффективность результатов геофизических работ; достоверность заключений; процент нерешенных геологических задач.

В отчете подробно освещаются геолого-технические условия проведения геофизических работ, применяемые методы, технологии, анализ основных геологических результатов производственных и научно-исследовательских работ.

Отчетные данные подвергаются тщательному обобщению и анализу, результаты которого учитываются при разработке текущих и перспективных планов.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ДЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА СКВАЖИН

Геофизические работы в скважинах для изучения их состояния и эксплуатационных характеристик, обеспечения процессов ремонтно-восстановительных работ и повышения нефтеотдачи проектируются нефтегазодобывающим предприятием и включаются в план геолого-технических мероприятий, направленных на обеспечение установленных промыслу планов отбора нефти и закачки воды. Основанием для проведения исследований и операций являются изменения режима работы той или иной скважины, установленные в процессе систематического операционного контроля за устьевым давлением, расходом, свойствами

ми добываемой продукции (газонасыщенность нефти, обводненность, минерализация воды и т. д.). Изменения свойств добываемой продукции обычно обусловлены изменениями пластового давления, температуры и внедрения в залежь вытесняющего агента. Связанное с этим нарушение термодинамического равновесия пластовой системы вызывает изменение газонасыщенности нефти, состава газов, растворенных в нефти и воде, химического состава попутной воды и т. д. При определенных условиях в результате этого происходит выпадение солей и парафина в пласте, призабойной зоне и скважине, повышение коррозии труб и оборудования. Резкое изменение устьевое давления, притока или поглощения жидкости — один из главных элементов аварийной сигнализации для нефтегазодобывающего предприятия.

Проведение геофизических исследований включается в графики и планы подземного и капитального ремонта скважин, а также предусматривается в скважинах, передаваемых промыслу после завершения строительства для оценки качества первичного и вторичного вскрытия продуктивного коллектора.

Виды и объемы геофизических работ для решения задач, связанных с эксплуатацией отдельной скважины, устанавливают в соответствии с типовым или разработанным на основе его с учетом местных условий обязательным комплексом методов исследований и операций (табл. 26).

Комплексы предусматривают проведение работ основными и дополнительными методами. Последние применяются в том случае, когда основные методы не выполнили поставленную задачу. Решение о применении дополнительного метода принимает исполнитель геофизических работ, а целесообразность его применения подтверждается геологической службой промысла.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Геофизические работы в скважинах, как основное средство информационного обеспечения процессов разработки и увеличения нефтеотдачи пластов, проектируются территориальными проектными научно-исследовательскими институтами Миннефтегазпрома СССР по заданию нефтегазодобывающих предприятий. Порядок проектирования установлен «Регламентом составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» и предусматривает определенную последовательность работ.

В технологической схеме разработки месторождения (начальный этап) должны быть сформулированы задачи, виды и определены объемы специальных гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований, требуемых для наблюдения и реализации проектируемых процессов разработки пла-

**Комплексы методов геофизических исследований и операций
для решения задач, связанных с эксплуатацией и ремонтом скважин**

Решаемая задача	Категории скважин	Методы	
		Основные	Дополнительные
Определение состояния забоя скважины уровень осадка интервал выпадения парафина интервал отложения солей (ангидридного кальцита)	Эксплуатационная, нагнетательная Эксплуатационная Эксплуатационная	Расходомерия Нейтронный каротаж Гамма-каротаж	Локация сплошности, гамма-плотнометрия Локация сплошности, гамма-плотнометрия Локация сплошности; нейтронный каротаж
Очистка призабойной зоны пласта	Вышедшая из бурения или капитального ремонта	Вызов притока с помощью многоциклового испытательного оборудования	Термогазохимическое воздействие с помощью порохового генератора давления
Оценка эксплуатационных характеристик пласта — профиль расхода, работающая толщина	Эксплуатационная, нагнетательная, вышедшая из бурения, подземного или капитального ремонта	Механическая расходомерия	Локация сплошности; термометрия, термокондуктивная индикация расхода
Определение состава жидкости в стволе скважины и места притока воды: при высоком расходе (более 4 м³/ч) и высокой обводненности (2—10 %) при высоком расходе (более 4 м³/ч) и высокой обводненности (10—95 %) при низком расходе (менее 4 м³/ч) и наличии столба застойной зоны	Фонтанная, газ-лифтная Фонтанная, газ-лифтная Фонтанная, глубиннонасосная	Диэлектрическая влагомерия; термометрия Гамма-плотнометрия, термометрия Индукционная резистивиметрия, гамма-плотнометрия, термометрия	Локация сплошности, резистивиметрия, гамма-плотнометрия Локация сплошности, резистивиметрия, диэлектрическая влагомерия Локация сплошности, диэлектрическая влагомерия

Решаемая задача	Категории скважин	Методы	
		Основные	Дополнительные
Определение гидродинамических параметров пласта	Вышедшая из бурения или капитального ремонта	Комплекс испытательного оборудования с глубинными манометрами	Механическая расходомерия, термометрия
Определение энергетических параметров и производительности пласта	Эксплуатационная, нагнетательная	Барометрия, термометрия, механическая расходомерия	Локация сплошности, гамма-плотнометрия
Определение местоположения элементов оборудования подъема нефти и режима работы скважины	Глубиннонасосная	Гамма-плотнометрия, термометрия	Локация сплошности, барометрия
	Газлифтная	Термометрия, валагометрия, гамма-плотнометрия, шумометрия	Локация сплошности, барометрия
Изучение качества крепи скважины:			
выявление мест и причин негерметичности обсадной колонны	Остановленная на капитальный ремонт	Локация сплошности, гамма-дефектометрия, термометрия, акустическое телевидение	Метод меченого вещества, механическая расходомерия, трубный пластоиспытатель
выявление интервалов и причин негерметичности цементного кольца	Остановленная на капитальный ремонт	Локация сплошности, акустическая цементометрия, гамма-плотностная цементометрия, термометрия	Метод меченого вещества, испытание скважины комплексом испытательного оборудования
Разобшение вскрытых перфорацией пластов в стволе скважины	Остановленная на капитальный ремонт	Установка пакера посредством взрыва	—
Восстановление герметичности обсадной колонны	Остановленная на капитальный ремонт	Установка пластыря посредством взрыва	—
Термогазохимическая обработка прискважинной зоны	Вышедшая из бурения, переводимая из эксплуатационной в нагнетательную, вышедшая из капитального ремонта	Операция с пороховым генератором давления или с аккумулятором давления	Дополнительная перфорация колонны

Решаемая задача	Категории скважин	Методы	
		Основные	Дополнительные
Обработка при- скважинной зоны депрессивно- репрессивным воздействием	Вышедшая из бу- рения, из капи- тального ремонта, после проведения кислотной обра- ботки, термогазо- химического воз- действия и т. д.	Операции с при- менением труб- ного пластоиспы- тателя	Гидродинамиче- ские исследова- ния до и после обработки

тов, выработки их запасов. Обосновываются также система наблюдений за процессом, число и местоположение наблюдательных скважин опорных сетей.

В схемах, проектах и уточненных проектах разработки на основе анализа эффективности применяемой системы и методов изучения процесса разработки пластов и выработки запасов обосновываются виды дополнительных исследовательских работ, предусматриваемых для наблюдения за реализацией и оценкой эффективности мероприятий по регулированию процессов разработки пластов и увеличению нефтеизвлечения. В них приводятся мероприятия, обеспечивающие получение регулярной и достоверной информации о течении процесса вытеснения нефти рабочими агентами в пласте.

На этапе разработки месторождения по технологической схеме задачи геофизических исследований наиболее часто связываются с систематическим наблюдением за параметрами пластов, отражающими распределение во времени газа, нефти и воды в залежи, изменение энергетического состояния в ней, состояние заводнения продуктивного коллектора. На последующих этапах по результатам геофизических исследований требуется определять характер внедрения в залежь вытесняющих агентов и оценивать эффективность процессов повышения нефтеотдачи пластов.

Для получения информации, достаточной для управления процессом разработки пластов, геофизические исследования должны проводиться систематически в оптимальном числе скважин, в которых наиболее сильно могут проявляться изменения параметров пластов в процессе извлечения нефти. Системы наблюдения за разработкой пластов геофизическими методами основываются на детальном учете геологического строения, емкостно-фильтрационных свойств, энергетических харак-

теристик продуктивных горизонтов, первоначального и текущего распределения запасов и т. д. Геолого-промысловые модели продуктивных горизонтов строят путем последовательной корреляции геофизических разрезов скважин. По моделям, отражающим также литологию, морфологию, емкостно-фильтрационные свойства и насыщенность отложений, учитывают распространение на площади месторождения элементов геологической неоднородности (монолитных песчаных тел, тонкослонистого чередования песчано-глинистых пород, зон разного насыщения и т. д.).

Число скважин, виды и объемы исследований определяются исходя из задач последних, требуемой сети наблюдательных скважин, периодичности проведения в них замеров и т. д. Формирование опорных сетей наблюдательных скважин производится отдельно для исследований в условиях крепления ствола колонной металлических труб, стеклопластиковым хвостовиком и для исследований в межскважинном пространстве. При этом учитывается возможность получения дополнительной информации по результатам исследований в эксплуатационных и нагнетательных скважинах с целью наблюдения за их состоянием и режимом работы, а также в бурящихся оценочных и резервных скважинах.

При формировании опорных сетей наблюдательных скважин учитывают особенности принятой технологической схемой или проектом системы разработки месторождения. При площадной системе разработки, например, наблюдательные скважины стараются подобрать из числа эксплуатационных, попадающих на профили, перпендикулярные к кольцевым линиям нагнетания, а при линейно-блочных системах — перпендикулярно к направлению движения нагнетаемого агента.

Для наблюдения за продвижением ГНК в залежи наблюдательные скважины размещают так, чтобы имела возможность не только фиксировать изменение положения ГНК, но и выявлять расширение или уменьшение газовой шапки. Скважины выбирают преимущественно из тех, в которых вскрыт газонефтяной контакт, а также из расположенных вблизи внешнего и внутреннего контуров газоносности. Плотность размещения наблюдательных скважин увеличивается в зонах интенсивного дренирования, а также в зонах слияния отдельных пластов или горизонтов.

При разработке месторождения с применением системы барьерного заводнения, предусматривающей отделение нефтенасыщенной части залежи от газонасыщенной созданием водной перемычки, формируется сеть дополнительных скважин, размещаемых вблизи кольца нагнетательных скважин.

Виды и объемы геофизических работ для решения задач, установленных технологической схемой или проектом разработки месторождения, выбираются исходя из действующих в нефтегазоносном районе комплексов методов исследования скважин

**Комплексы геофизических методов исследований в скважинах
по изучению состояния разработки месторождений
и нефтеотдачи пластов**

Задача	Условия проведения исследований	Метод	
		Основной	Дополнительный
Исследование нефтенасыщения пластов (определение положения водонефтяного контакта, интервалов обводнения, интервалов вторичного нефтенасыщения)	Неперфорированный интервал продуктивного коллектора, минерализация пластовой воды более 25 г/л NaCl	Импульсный нейтронный каротаж, гамма-каротаж, нейтронный каротаж	Низкочастотный широкодиапазонный акустический каротаж, термометрия
	Неперфорированный интервал продуктивного коллектора, минерализация пластовой воды менее 25 г/л NaCl	Метод меченого вещества — измерение скорости расформирования зоны проникновения обогащенной боропродуктами промысловой жидкости по временным замерам импульсным нейтронным каротажем	Гамма-каротаж, низкочастотный широкодиапазонный акустический каротаж, термометрия
	Перфорированный интервал продуктивного коллектора, проницаемость пластов хорошая	Метод меченого вещества — расчленение продуктивной толщи по нефтеводонасыщенности на основе избирательного проникновения обогащенного нейтронопоглощающим веществом раствора в обводненный и нефтенасыщенный интервалы, фиксируемые по различию показаний импульсного нейтронного каротажа до и после закачки раствора в скважину	Гамма-каротаж, термометрия, опробование объектов трубным пластоиспытателем

Задача	Условия проведения исследований	Метод	
		Основной	Дополнительный
Исследование вытеснения нефти водой, оценка степени текущего нефтенасыщения пластов	Перфорированный интервал продуктивного коллектора, приемистость пластов плохая	Метод определения комплексного состава углеводородных газов по пробам, отбираемым опробовательным пластов на кабеле	Гамма-каротаж, термометрия, опробование объектов трубным пластоиспытателем
	Скважины специальной конструкции, пробуренные с обсаживанием продуктивного разреза колонной из неметаллических труб Эксплуатационные скважины, совместная разработка двух и более пластов	Боковое электрическое зондирование, диэлектрический каротаж высокочастотными электромагнитными методами исследования разрезов скважин Метод поэлементного анализа проб добываемой продукции (на содержание кобальта и ванадия)	Гамма-каротаж, термометрия
Исследование вытеснения нефти рабочими агентами, оценка остаточного нефтенасыщения пластов	Перфорированный интервал продуктивного коллектора	Нейтронный каротаж, метод меченого вещества — определение нейтронных параметров пластов после закачки в пласт растворов разной солености	Гамма-каротаж, термометрия, индукционная резистивиметрия
Исследование газонефтеводонасыщенности пластов (определение положения газожидкостного контакта, интервалов внедрения воды, снижения степени газонасыщенности)	Неперфорированный интервал продуктивного разреза	Нейтронный каротаж, гамма-каротаж	Гамма-гамма-каротаж, импульсный нейтронный каротаж, термометрия
Определение энергетических параметров пласта	Неперфорированный интервал продуктивного разреза	Термометрия	Локация муфт, гамма-каротаж
	Перфорированный интервал продуктивного разреза	Барометрия	Локация муфт, гамма-каротаж

Задача	Условия проведения исследований	Метод	
		Основной	Дополнительный
Определение скорости и направления движения пластовых флюидов в пласте	Перфорированный интервал продуктивного разреза	Отбор и анализ проб добываемой скважинами продукции на содержание меченого вещества	Барометрия, расходометрия, термометрия, локация сплошности

и пластов, учитывающих как специфику геолого-физических свойств продуктивных отложений, так и особенности принятой системы разработки залежей нефти.

Примерные комплексы геофизических методов исследования пластов в около- и межскважинном пространстве для решения задач по наблюдению за процессами их разработки и увеличением нефтеотдачи приведены в табл. 27.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Цель технико-экономического анализа результатов геофизических работ — оценка итогов работы предприятия за календарный период, необходимая для вскрытия имеющихся диспропорций и резервов и учета их при составлении планов на последующие периоды. При анализе применяют методы: сравнения, балансовый и корреляционный.

Метод сравнения — один из основных приемов аналитической оценки результатов работы. Достигнутые показатели работы предприятия сравнивают с расчетными показателями, показателями этого предприятия за прошедший период, а также других предприятий. Это способствует внедрению научной организации труда, содействует техническому прогрессу и распространению передового опыта. Необходимое условие применения метода сравнения — сопоставимость сравниваемых показателей.

Комплексная оценка факторов, влияющих на анализируемый показатель, достигается применением способа определения балансов (например, баланса рабочего времени партии, времени безремонтной работы аппаратуры, расхода материалов и т. д.).

Корреляционный метод дает возможность установить, какое влияние оказывает один фактор на другой, если между ними имеется связь (например, производительность специализированных и комплексных партий в расчете на одного работающего).

По итогам анализа принимаются меры по улучшению технико-экономических показателей предприятия и корректируются плановые показатели на будущий период.

Анализ технико-экономических показателей позволяет также оценивать результативность геофизических исследований. При этом под результативностью P понимается отношение числа исследований с однозначным заключением a к сумме исследований с однозначным заключением b и безрезультативных c :

$$P = a / (b + c).$$

Результативность геофизических исследований, как и экономические показатели работы предприятия, не дает никакого представления об эффективности, целесообразности и рентабельности систематических исследований скважин и пластов в процессе разработки залежей нефти.

В оценке эффективности геофизических исследований имеются определенные сложности. Геофизическим работам по организационной структуре и формам их проведения свойственен производственный характер. Поэтому для них общеприняты показатели себестоимости, производительности труда и рентабельности. Но результаты этих работ носят не материальный, а информационный характер. Они имеют потенциальную ценность, т. е. создают предпосылки к уменьшению издержек на прирост добычи нефти, если будут правильно и своевременно использованы. Потенциальная ценность геофизической информации не всегда может быть реализована. Поэтому, несмотря на затраченный труд, ценность информации, если она не использована, равна нулю.

Следовательно, экономическая эффективность геофизических работ обуславливается потребительскими качествами получаемой от них информации и оценивается по эффекту, получаемому от реализации мероприятий, основанных на использовании этой информации. Поскольку для получения информации требуется затратить общественно полезный труд, сущность экономической эффективности геофизических работ может быть выражена потребительской стоимостью получения информации.

Затраты на геофизические работы, выполняемые при наблюдении за эксплуатацией скважин и пластов, проведении ремонтно-восстановительных работ в скважинах, применении методов повышения нефтеотдачи и т. д., относятся к категории текущих затрат, не создающих новых капитальных фондов. Поэтому стоимостью геофизической информации можно считать сумму всех затрат на проведение полного комплекса исследовательских работ в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

Потребительскую стоимость геофизической информации могут составлять:

дополнительная продукция, полученная в эксплуатационных скважинах за счет повышения продуктивности пластов (выравнивания профиля притока, вывода скважины на оптимальный рабочий режим, улучшения фильтрационных свойств пласта путем обработки прискважинной зоны депрессионным или термогазовым воздействием и т. д.);

предотвращение бесполезной закачки воды в непродуктивные горизонты по каналам затрубной циркуляции или через нарушения в колонне обсадных труб нагнетательной скважины; сокращение производственных затрат на проведение ремонтно-восстановительных работ в скважинах за счет оперативного установления причины и местоположения источника обводнения;

выигрыш в стоимости информации, необходимой для реализации технологической схемы или проекта разработки, получаемой с помощью промысловых методов и геофизических исследований.

Прибыль нефтегазодобывающего предприятия Π от применения геофизических методов исследования скважин и пластов в процессе разработки месторождения может быть определена как

$$\Pi = B - C,$$

где B — стоимость дополнительно добытой продукции; C — затраты на геофизические работы в скважинах.

Эффективность геофизических исследований оценивается по параметру $\mathcal{E}$, характеризующему удельные затраты на эти работы:

$$\mathcal{E} = \Pi / C.$$

Геофизические исследования скважин и пластов при добыче нефти рентабельны, если $\mathcal{E} > 1$.

По удельным затратам на геофизические исследования, установленным для залежи, площади или всего месторождения, может быть определен критерий минимальной рентабельной результативности геофизических работ (в процентах):

$$P_{\min} = (1, \mathcal{E}) 100.$$

Глава 19

ПРОИЗВОДСТВО ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Геофизические работы на каждой отдельной скважине выполняются в объемах, запланированных заказчиком на календарный месяц, на основе заявок, подаваемых письменно или телефонограммой в диспетчерскую службу геофизического предприятия.

Заявки подаются предприятием-заказчиком предприятию-подрядчику за сутки до начала работ и подтверждаются за два часа до первоначально установленного времени выезда геофизической партии на скважину. В том случае, когда число одновременно поданных заявок на геофизические работы превыша-

ет число партий, предусмотренных договором, заказчик определяет очередность их выполнения. При этом разрыв во времени между очередными работами одной партии устанавливается не менее срока, необходимого для отдыха работников партии.

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

Геофизическая партия выполняет исследования и операции в скважинах в соответствии с выданным ей диспетчерской службой предприятия актом-нарядом на проведение работ. В акте-наряде должны содержаться следующие сведения:

данные по скважине — номер скважины и название площади, месторождения; категория скважины — и ее конструкция; цель исследований; интервал исследований; интервал и тип перфорации; альтитуда устья скважины; глубина расположения забоя, воронки лифтовых труб, подвески насоса, газлифтного клапана; диаметр лифтовых труб, мандрели, подвески насоса; диаметр отверстия в планшайбе; максимальная ширина серповидного сечения межтрубного пространства, тип и диаметр насоса; состояние скважины перед ее исследованием (расход жидкости, режим работы, диаметр штуцера, обводненность продукции, минерализация воды, плотность воды и нефти, газовый фактор); история скважины (начало эксплуатации, первоначальный и последующий расходы, начало и динамика обводнения, ремонтные работы, их причины и результаты); давление на устье и в межтрубном пространстве; забойное и пластовое давление; наличие электроэнергии на скважине;

комплекс и технология исследований с перечнем видов исследований, порядка их проведения, интервалов непрерывных и точечных измерений, расстояний между точками, требований, предъявляемых к контрольным и опорным измерениям, изменений режима работы скважины, видов исследований, выполняемых на новом режиме, и их последовательности.

Акт-наряд вручается начальнику партии (отряда) перед началом работ для подготовки к исследованиям, который включает выбор аппаратуры и оборудования, их проверку, наладку, эталонирование.

Перед выездом на скважину исполнитель исследований должен ознакомиться с геофизическими и промысловыми материалами по ней. Особое внимание при этом следует уделять анализу результатов последних исследований и тем особенностям работы скважины, от которых зависят технология работ и возможные осложнения.

Работы на скважине выполняются при условии подготовки ее к исследованиям и операциям в соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. На скважине партия (отряд) проверяет подготовку ее к исследованиям, правильность полученного в наряде задания и при необ-

ходимости уточняет его. На выполненные партий работы заполняется соответствующий раздел акта-наряда, который подписывается исполнителем и представителем заказчика.

УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Геофизические исследования в эксплуатационных и нагнетательных скважинах могут производиться как при нахождении их в режиме работы, так и при остановке на подземный или капитальный ремонт.

Исследование скважины в режиме работы осуществляется силами работников геофизической партии в присутствии представителя промысла, которому принадлежит скважина. На скважине над фонтанной арматурой должна быть оборудована рабочая площадка и подготовлено соответствующим образом технологическое и вспомогательное оборудование скважины.

Для проведения геофизических исследований в зависимости от категории скважины могут быть применены различные способы спуска прибора на забой скважины.

При исследовании фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважин с повышенным давлением на устье применяют специальное оборудование герметизации устья, которое монтируется на фланце фонтанной арматуры. При этом в зависимости от давления в скважине и длины прибора могут быть применены три варианта оборудования устья скважины (см. рис. 39). Вариант *а* применяется тогда, когда исследования в скважине ведутся в условиях невысоких давлений (менее 2 МПа) на устье с применением небольших по длине (менее 2000 мм) приборов. В этом случае монтаж камеры лубризатора 1 с направляющим роликом может быть осуществлен вручную с рабочей площадки скважины. Вариант *б* используется на скважинах с более высокими (до 7 МПа) давлениями на устье, когда для преодоления выталкивающей силы, действующей на кабель, требуется применение грузов, значительно увеличивающих длину прибора (до 3000 мм и более). Монтаж камеры лубризатора в этом случае ведется с помощью предварительно установленной на фонтанной арматуре приустьевой штанги 3, а управление герметизатором кабеля осуществляется дистанционно от станции подачи смазки. При высоких (от 14 до 35 МПа) давлениях на устье скважины исследования выполняют с применением для монтажа устьевого оборудования и разгрузки фонтанной арматуры стрелой грузоподъемного механизма 4 (вариант *в*).

В глубиннонасосных скважинах, если добыча нефти не сопровождается выделением газа, давление на устье скважины обычно не бывает выше давления, развиваемого насосом. Поэтому для герметизации устья в этих скважинах применяют уплотнительные элементы контактного типа (сальники).

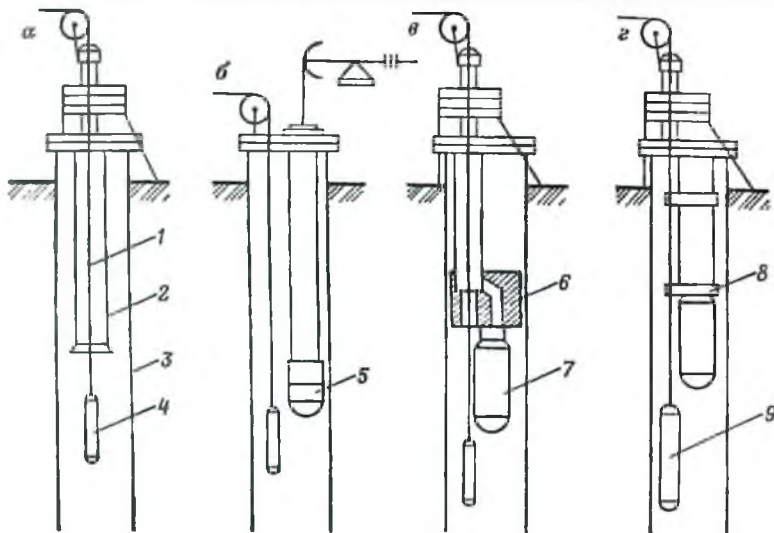


Рис. 64. Способы проведения геофизических работ в скважинах при разном типе оборудования подъема нефти:

а — через муфтовые трубы, оборудованные на конце воронкой; *б* — по межтрубному пространству с созданием серповидного зазора путем эксцентричной подвески лифтовых труб, *в* — через лифтовые трубы с выходом под эксцентрично подвешенный электроцентробежный насос; *г* — путем синхронного спуска геофизического прибора и электроцентробежного насоса в скважину с последующим движением кабеля в межтрубном пространстве. 1 — геофизический кабель, 2 — насосно-компрессорные трубы; 3 — обсадная колонна; 4 — геофизический прибор; 5 — штанговый глубинный насос, 6 — отключитель насоса; 7 — электроцентробежный насос; 8 — сегмент направляющий, 9 — комплексный геофизический прибор

Наличие в скважинах разного технологического оборудования требует применения различных способов проведения спуско-подъемных операций. Наиболее широко распространенные способы транспортировки геофизических приборов на забой скважины приведены на рис. 64.

Способ *а* применяют при исследованиях в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах, при котором прибор 4 транспортируется на забой по колонне насосно-компрессорных труб 2, оснащенной на конце воронкой. Способ *б* применяется при исследованиях добывающих скважин, оборудованных для подъема нефти штанговым глубинным насосом. Прижатие насосно-компрессорных труб с насосом 5 к обсадной колонне 3 с созданием серповидного зазора между ними (табл. 28) осуществляется за счет установки на запорной арматуре скважины эксцентричной планшайбы.

Способ *в* применяется в добывающих скважинах, оборудованных электроцентробежным насосом. Транспортировка прибора на забой осуществляется в этом способе сначала по насосно-компрессорным трубам, а затем по межтрубному пространству. Серповидный зазор между насосом 7 и обсадной трубой

Оптимальные размеры (в мм) серповидных зазоров и глубинных приборов при исследованиях в глубинно-насосных скважинах

Диаметр обсадной трубы	Толщина стенки обсадной трубы	Диаметр насосно-компрессорной трубы по муфте	Зазор между насосом и колонной	Рекомендуемый диаметр прибора	Резьба в отверстии планшайбы
168	7, 8, 9	73	71—81	42	M45×1,5
		89	61—65	42	M45×1,5
		107	43—47	36	M45×1,5
146	7, 8	73	57—59	42	M40×1,5
		89	41—43	32	M36×1,5
140	7, 8	73	51—53	36	M40×1,5
		89	35—37	25	M30×1,5
127	7, 8	73	38—40	28	M32×1,5

создается с помощью отклонителя насоса 6. Отклонитель оснащается клапаном, автоматически закрывающим отверстие после прохождения через него прибора.

Способ 2 применяется при исследованиях в механизированных скважинах, оборудованных глубинным насосом любого типа. Он основан на предварительном спуске под насос скважинного прибора 9 на кабеле, а затем на синхронном спуске труб и прибора на заданную глубину. Прибор извлекается на поверхность по окончании исследований совместно с насосом или оставляется в скважине до очередного исследования.

Геофизические работы в скважинах в процессе выполнения в них подземного или капитального ремонта осуществляются силами геофизической партии с привлечением оборудования и персонала ремонтной бригады. Они выполняются как с применением обычных технологий проведения исследований и операций, так и с использованием описанных выше вариантов оборудования устья и способов транспортировки приборов на забой скважины.

Глава 20

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Геофизические исследования и операции в скважинах на разрабатываемых месторождениях выполняются преимущественно в процессе их работы, а также при использовании этих скважин в качестве наблюдательных или при нахождении на подземном или капитальном ремонте. Производство геофизических работ на скважинах регламентируется правилами техники безопасности, представляющими собой сочетание теоретиче-

ских положений и практических средств, предотвращающих аварийность и оберегающих жизнь и здоровье трудящихся в условиях производства.

Аварии и несчастные случаи на производстве происходят из-за низкой производственной квалификации исполнителя, применения недозволенных или опасных методов работ, отсутствия технического надзора руководства, неисправности или отсутствия оградительных и защитных устройств, индивидуальных средств защиты, вследствие пребывания посторонних людей в опасной зоне, в результате нарушения трудовой дисциплины, неисправности оборудования, аппаратуры, кабеля и т. д.

Особенностями геофизических работ с позиции техники безопасности являются использование электрической энергии, взрывчатых и радиоактивных веществ, применение погрузочно-разгрузочных механизмов, спуско-подъемного оборудования, использование транспортных средств, работа на открытом воздухе и др. Это предъявляет высокие требования к персоналу геофизических предприятий в отношении подготовки к безопасным и безаварийным работам.

Мероприятия по технике безопасности проводятся на производстве в рамках единой системы по созданию безопасных условий труда (ЕСТБ), представляющей собой комплекс научных, технических и организационных мероприятий. ЕСТБ предусматривает порядок обучения персонала безопасным приемам работы, обязанности должностных лиц и функции производственных подразделений по созданию безопасных условий труда, организацию и порядок ведомственного контроля за состоянием условий труда, осуществление мероприятий по улучшению условий труда, методику расследования причин несчастных случаев и нарушений правил безопасности, материальное и моральное стимулирование за улучшение условий труда, а также ведение единой документации по безопасности труда. Она регламентирует функции и ответственность административно-технического персонала во всех звеньях производственных организаций нефтяной отрасли.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПОДГОТОВКЕ И ОБОРУДОВАНИЮ СКВАЖИН

Скважины, подлежащие исследованиям, должны иметь подъездные (от магистральных дорог) и объездные (вокруг скважины) пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта.

В осенне-зимне-весенний период около скважины должна быть подготовлена площадка, удобная для установки на ней каротажного оборудования и монтажа устьевого оборудования для спуска приборов в скважину. Положение площадки относительно скважины должно быть таким, чтобы каротажный

подъемник и лаборатория находились по возможности с наветренной стороны по отношению к устью скважины.

При проведении геофизических работ обязательно присутствие на скважине представителя заказчика, который несет ответственность за правильное выполнение технологических операций, связанных непосредственно с использованием скважинного оборудования.

ПОДГОТОВКА КОНТРОЛЬНЫХ, ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ И ОСТАНОВЛЕННЫХ НА РЕМОНТ СКВАЖИН

Устье скважины должно оборудоваться фланцем с внешним диаметром 168 мм для возможности крепления спуско-подъемных механизмов и блока-баланса, а также для герметизации скважины после проведения исследовательских работ. Переливающие пьезометрические скважины оборудуются фонтанной арматурой. На весь период исследовательских работ на устье скважины устанавливается подъемное устройство (вышка, тренога) или промыслово-геофизической партии придается грузо-подъемный агрегат для спуска и подъема скважинных геофизических приборов.

Интервал исследования скважины должен быть заполнен однородной жидкостью: промывочной жидкостью, пресной или соленой водой, нефтью. При изучении неперфорированного интервала (контрольная скважина) в качестве заполняющей жидкости рекомендуется применять пресную воду. В остановленной перфорированной скважине, когда пластовые давления ниже давления столба нефти в стволе скважины (при отсутствии угрозы выброса), ствол рекомендуется заполнять нефтью. В остальных случаях в качестве задавочной жидкости используют соленую воду с минимальной плотностью, обеспечивающей надежное глушение скважины при наименьшем проникновении воды в перфорированные пласты.

Технология глушения скважины и выбор задавочной жидкости должны определяться целевым назначением исследований с учетом факторов, обуславливающих глубину проникновения фильтрата задавочной жидкости в коллектор. Работы по глушению скважины проводятся по типовым (для изученных месторождений и разрезов) или индивидуальным (в остальных случаях) проектам, составленным заказчиком (промыслом) и согласованным с промыслово-геофизическим предприятием. При работах в скважинах, где технология глушения требует незначительного превышения гидростатического давления над пластовым, необходимо наличие дежурного заливочного агрегата с объемом задавочной жидкости, достаточным для полного глушения скважины.

При необходимости начальник промыслово-геофизической партии (отряда) может привлекать работников промысла к выполнению вспомогательных работ, связанных с исследованием скважины.

При проведении совместных работ на скважине бригадой капитального ремонта скважин (КРС) и геофизической партией в целях безопасности труда необходимо ознакомить всех участвующих с возможными опасными ситуациями и мерами предосторожности, схемой расстановки агрегатов у устья скважины, порядком подачи команд и назначением условных сигналов.

Члены бригады КРС должны быть проинструктированы начальником геофизической партии (отряда) по безопасному ведению геофизических работ, а работники геофизической партии — мастером КРС по технике безопасности с отметкой в журнале инструктажа.

При геофизических работах в скважинах, содержащих сероводород, перед проведением исследований скважина должна быть остановлена с применением жидкости, обработанной ингибитором. При возможности выделения из скважины сероводорода работы необходимо проводить при герметизированном устье через лубрикатор с сальниковым устройством. Извлекать прибор из скважины и разбирать его необходимо в фильтрующем противогазе с одновременным замером концентрации сероводорода переносными газоанализаторами УГ-2 или ГХ-4 непосредственно у рабочего места. На скважине должен быть необходимый запас воды для непрерывной обмывки геофизического кабеля и поднимаемых скважинных приборов. Все работники геофизической партии должны иметь при себе индивидуальный, исправный и готовый к использованию фильтрующий противогаз.

Геофизическая партия должна быть обеспечена переносным газоанализатором, и в ней должно быть назначено ответственное лицо по отбору проб воздуха и определению концентрации сероводорода в воздухе. Разрешение на выезд геофизической партии на скважину, в продукции которой имеется сероводород, дает главный инженер предприятия или его заместитель после проверки готовности партии к выполнению работ с оформлением соответствующего акта.

ПОДГОТОВКА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

При проведении исследований нагнетательные скважины оборудуются подъемным механизмом и рабочей площадкой. На скважинах должны быть установлены центральная задвижка, задвижки на водоводе и выкидной линии. Все задвижки должны быть исправны. Скважина с избыточным давлением должна быть снабжена лубрикатором с манометром.

При использовании метода радиоактивных изотопов с закачкой активированной жидкости с поверхности на скважине необходимо подготовить: а) яму для захоронения радиоактивной жидкости в аварийных ситуациях на расстоянии 15—25 м от

скважины; размер ямы должен быть таким, чтобы уровень жидкости, подлежащей захоронению, находился на глубине 1,5 м от поверхности, стены ямы обмазываются слоем глины толщиной 3—5 см; б) глинопорошок в количестве 10—15 % от массы активированной жидкости для добавки в жидкость с целью абсорбции радиоактивных изотопов.

Закачка радиоактивных изотопов производится с помощью цементировочного агрегата. Прежде чем приступить к приготовлению меченой жидкости, необходимо убедиться в чистоте агрегата и герметичности продавочной линии.

ПОДГОТОВКА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Работа на устье фонтанной или компрессорной скважины производится со специальных рабочих площадок. Эти площадки должны иметь настил из листовой стали с рифленой поверхностью или из досок толщиной не менее 40 мм, перила высотой 1,25 м с продольными планками (прутьями), расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и борт высотой не менее 20 см, плотно прилегающий к настилу.

Глубинные измерения в работающих фонтанных и компрессорных скважинах допускаются только с применением специального лубрикатора, оборудованного самоуправляющимся сальником, манометром, отводом с трехходовым краном или заменяющим его устройством. Каждый лубрикатор должен быть опрессован на соответствующее давление, и по результатам опрессовки — составлен акт.

Для измерения буферного давления и давления в межтрубном пространстве на фонтанной арматуре устанавливаются манометры.

До начала и при проведении геофизических исследований в глубиннонасосных скважинах, оборудованных ЭЦН, запрещается «сравливание» давления из межтрубного пространства.

Окончания лифтовых труб фонтанирующих скважин должны оборудоваться воронкой и устанавливаться выше интервала перфорации.

Фонтанная арматура должна иметь два сброса: сброс на рабочей линии и сброс из межтрубного пространства.

Все буферные задвижки (превенторы) должны быть исправны и свободно открываться и закрываться (вручную). Задвижка, с помощью которой полностью закрывается скважина, должна иметь дублирующий штурвал, расположенный на расстоянии 10 м от устья скважины (при производстве взрывных работ).

На скважине должна быть емкость объемом не менее 1 м³ для сброса нефти, поступающей через уплотненные сальники.

Для создания максимального серповидного зазора в межтрубном пространстве насосно-компрессорные трубы в обсадной колонне подвешиваются эксцентрично.

Диаметр отверстия в планшайбе для спуска прибора должен быть не менее 40 мм. Начальный азимут оси симметрии планшайбы наклонных скважин должен совпадать с азимутом искривления скважины. Установка планшайбы производится по компасу в присутствии геолога промысла (участка), о чем делается соответствующая запись в эксплуатационном журнале скважины. В журнал заносятся также данные о диаметре отверстия на планшайбе, предназначенного для спуска глубинных приборов. При установке планшайбы на устье скважины необходимо обеспечить беспрепятственное прохождение кабеля от подъемника до устья (предусмотрев, если необходимо, перемонтаж траппа, манифольда и т. п.).

Обвязка устья скважины должна позволять доводить давление в межтрубном пространстве до атмосферного. Эту операцию выполняет представитель заказчика. На каждой скважине должен быть манометр для измерения давления в межтрубном пространстве.

Прием насоса необходимо оборудовать специальным приспособлением против захлеста кабеля (эксцентричный фонарь). В эксплуатационном журнале фиксируется диаметр проходного отверстия насоса.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

При исследовании фонтанирующих скважин и скважин, эксплуатируемых с ЭЦН, перед началом работ необходимо проверить состояние задвижек (превенторов) — они должны свободно открываться и закрываться вручную.

При исследовании действующих скважин с повышенным давлением на устье применяется специальное устьевое оборудование, состоящее из трубы лубрикатора, уплотнительного устройства для кабеля (сальника) и двух роликов — верхнего и нижнего. Кронштейн с верхним роликом устанавливают на лубрикаторе. Второй ролик с кронштейном крепят к основанию фонтанной арматуры, на нем устанавливают датчик глубин и меткоуловитель. Уплотнительную головку навинчивают на лубрикатор. Длина лубрикатора должна быть больше максимальной длины скважинного прибора с грузами.

Перед началом работ штангенциркулем необходимо проверить соответствие резьб лубрикатора и сальника, затем соединить прибор с кабелем, извлечь скребок, установить кронштейны для роликов, поместить прибор в трубу лубрикатора, навинтить уплотнительную гайку, установить ролики. Открыв буферную задвижку, проверить сальник на герметичность. После герметизации лубрикатора спустить прибор в скважину. Первые десятки метров кабель проталкивают обычно вручную или специальным проталкивающим устройством. Во время спуска прибора до глубины 300 м магистральная задвижка должна быть закрыта.

Для проведения исследований в фонтанирующих скважинах с высоким давлением на устье, где требуется применение грузов большой длины, используют передвижные установки, позволяющие укреплять на верхнем фланце фонтанной арматуры трубу лубрикатора с помещенными в нее скважинным прибором и грузами.

Установка лубрикатора: собирают скважинный прибор, навешивают на него грузы и подсоединяют к нему кабельную полумуфту; прибор с грузами помещают в лубрикатор; навинчивают собранное на кабеле герметизирующее устройство на трубу лубрикатора.

Подготовка скважинной фонтанной арматуры: закрывают задвижки шлейфов (отбор продукции из скважины может производиться по межтрубному пространству); закрывают центральные задвижки лифтовых труб; закрывают задвижку верхнего буфера; «сравливают» давление из фонтанной арматуры, для чего открывают задвижку выкидной линии, а затем закрывают ее; продувают фонтанную арматуру и лифтовые трубы, открыв центральную задвижку; убедившись, что нефть идет, закрывают центральную задвижку, после чего соединяют фланцы фонтанной арматуры и лубрикатора и устанавливают манометр; медленно, не допуская резких скачков давления, открывают центральную задвижку, при этом следят за нарастанием давления в арматуре по манометру; опускают прибор в скважину.

Прибор из лифтовых труб извлекают следующим образом. До глубины приблизительно 100 м кабель наматывают лебедкой при обычной скорости. Затем прибор вручную медленно втягивают в трубу лубрикатора до упора о сальник. Потом закрывают буферную задвижку и разряжают давление в лубрикаторе до атмосферного через отвод, оборудованный манометром с трехходовым краном. Отворачивают сальник, прибор с грузами вытягивают из трубы лубрикатора, отсоединяют головку прибора.

При работе с передвижной лубрикаторной установкой увеличивается опасность радиационного облучения обслуживающего персонала, так как операция соединения фланцев лубрикатора и фонтанной арматуры требует длительного пребывания проводящих ее работников в непосредственной близости от источников излучения. Для защиты обслуживающего персонала от облучения необходимо применять специальные контейнеры: от гамма-излучения — свинцовый, от нейтронного излучения — залитый водой или соляровым маслом. Контейнер закрепляют на трубе лубрикатора в области расположения источника излучения.

При исследованиях в действующих скважинах режим работы скважины определяется программой работ.

При проведении геофизических работ руководить управлением задвижками должен представитель заказчика. Открывать

и закрывать задвижки фонтанной арматуры должны двое рабочих. Все остальные работники удаляются на безопасное расстояние. Задвижки следует открывать плавно.

Категорически запрещается проводить исследования, если давление на буфере превышает допустимое (по паспорту) рабочее давление, для оборудования герметизации устья (лубри-катора).

Спуск приборов в скважину, оборудованную штанговым глубинным насосом (ШГН), осуществляется по серповидному зазору между колонной лифтовых труб и обсадной колонной через отверстие в планшайбе.

Перед спуском прибора в глубиннонасосную скважину, эксплуатируемую с ШГН, проводят следующие подготовительные работы: останавливают станок-качалку при крайнем верхнем положении головки балансира; измеряют давление устьевым манометром и при наличии избыточного давления «сравливают» его через межтрубную задвижку; вывинчивают пробку из планшайбы; устанавливают направляющий ролик таким образом, чтобы осевая линия отверстия планшайбы была касательной к направлению канавки ролика; спускают прибор в межтрубное пространство, ввинчивают сальниковое устройство в планшайбу.

Перед спуском прибора в нагнетательную скважину и его извлечением рекомендуется плавно сравнить давление, открыв задвижку выкидной линии. После спуска прибора на глубину 100—500 м закачка возобновляется в рабочем режиме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные в книге материалы показывают, насколько широки возможности промысловой геофизики в решении задач эксплуатации пластов и скважин. Получаемая при этом информация используется не только для принятия оперативных мер по выводу скважин на оптимальные режимы работы или по проведению в них ремонтно-восстановительных работ, но и для изучения и регулирования процессов выработки запасов углеводородного сырья. К настоящему времени четко определились главные направления использования геофизической информации при анализе разработки месторождений — это оценка характера и полноты выработки нефтяных пластов путем различных геометрических построений (карт, профилей), уточнение математической модели выработки объекта путем сопоставления расчетной и измеренной нефтенасыщенности пластов.

Применение методов промысловой геофизики в бурящихся и эксплуатационных скважинах наиболее эффективно, если исследования проводятся целенаправленно и планомерно в рамках системного подхода.

В общем случае систему геофизических исследований в скважинах для информационного обеспечения анализа и управления разработкой нефтяного месторождения рекомендуется проектировать в три приема.

На начальном этапе разработки залежи она формируется из скважин с неперфорированным пластовым пересечением и должна обеспечивать выявление особенностей вытеснения нефти водой по исследованиям импульсным нейтронным каротажем при обычном креплении ствола и высокочастотными электромагнитными методами при креплении ствола неметаллическими трубами. По этим исследованиям оценивается охват продуктивного разреза разработкой в различных геолого-физических условиях. Наблюдательные скважины целесообразно размещать на активно разрабатываемых участках залежи преимущественно в разрезающих нагнетательных рядах, зонах между нагнетательными и первыми эксплуатационными рядами, непосредственно в первых эксплуатационных рядах, а также в приконтурных и водоплавающих частях залежи.

На втором этапе разработки систему геофизических исследований следует формировать из сети контрольно-эксплуатационных скважин, в которых неперфорированными оставляют пласты, разрабатываемые с опережающим заводнением, а эксплуатируют отдельные слабовырабатываемые коллекторы. Исследования в пластовых пересечениях на участках между нагнетательными и эксплуатационными рядами позволяют в этих условиях оценивать эффект вытеснения на разном удалении от

На третьем этапе (очаговое заводнение, циклическая закачка, третичные методы воздействия и др.) систему геофизических исследований формируют из скважин, бурящихся для уплотнения эксплуатационной сетки с целью вовлечения в разработку невыработанных запасов нефти. В этом случае в нагнетательной скважине по геофизическим исследованиям представляется возможным оценивать максимально достигаемый эффект вытеснения нефти непосредственно в очаге нагнетания рабочего агента при максимальных скоростях фильтрации и многократной промывке порового пространства коллектора. В эксплуатационной скважине будет изучаться эффект вытеснения непосредственно в области отбора при повышенных скоростях радиальной фильтрации жидкости и повышенной кратности промывки порового пространства коллектора смесью рабочего агента и пластовой воды.

С целью получения достоверной информации о динамике нефтенасыщенности наблюдательные и контрольно-эксплуатационные скважины на вновь вводимых в разработку залежах или участках месторождения должны строиться до прохождения фронта нагнетаемой воды. В последующем при заводнении залежи пресной водой или другим рабочим агентом каждому исследованию в этих скважинах должна предшествовать закачка в пласт через соседние нагнетательные скважины минерализованной воды для создания оторочек с содержанием соли хлористого натрия, близким к содержанию ее в пластовой воде.

В нагнетательных и эксплуатационных скважинах определение коэффициента текущего и остаточного нефтенасыщения пластов, заводненных пресной водой или другим рабочим агентом, геофизическими методами производится по схеме каротаж—закачка—каротаж.

Рассмотренная программа исследований в бурящихся и эксплуатирующихся скважинах с целью проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений позволяет оптимизировать объемы требуемой информации и рационально использовать мощности геофизических предприятий.

Для повышения эффективности геофизических методов изучения пластов и скважин на разрабатываемых месторождениях необходимо: дальнейшее совершенствование физических основ определения нефтенасыщенности пластов в условиях вытеснения нефти пресной водой и физическими реагентами, петрофизического и метрологического обеспечения измерений и приемов интерпретации; выполнение комплексов исследований в адекватных условиях за счет создания комплексной и комбинированной высокопроизводительной аппаратуры; широкое внедрение математических методов сбора, обработки и интерпретации материалов исследований в автоматизированном режиме с ис-

пользованием накопленной геолого-геофизической и промышленной информации. С учетом возросшей роли промышленной геофизики в информационном обеспечении процессов изучения геологического строения и уточнения запасов нефти, проектирования, анализа и управления процессами разработки месторождения повышаются правовые и нормативные обязанности геофизических предприятий, уровень участия их в этой работе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов.— М.: Недра, 1978.— 318 с.
2. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений/Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев и др.— М.: Недра, 1986.— 221 с.
3. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. 2-е изд., перераб.— М.: Недра, 1985.— 343 с.
4. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. 2-е изд. перераб. и доп.— М.: Недра, 1984.— 297 с.
5. Иванкин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин.— М.: Недра, 1978.— 320 с.
6. Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки/В. А. Кошляк, А. И. Феонов, В. Ф. Козляр и др.— М.: Недра, 1983.— 133 с.
7. Кошляк В. А., Султанов Т. А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промышленной геофизики.— М.: Недра, 1986.— 193 с.
8. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. 2-е изд. перераб. и доп.— М.: Недра, 1981.— 181 с.
9. Максимов М. М. Геологические основы разработки нефтяных месторождений.— М.: Недра, 1975.— 384 с.
10. Петросян Л. Г. Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами при изучении разрезов нефтегазовых месторождений.— М.: Недра, 1977.— 184 с.
11. Руководство по применению промышленно-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений/Я. Н. Басин, И. А. Мартынов, Л. Г. Петросян и др.— М.: Недра, 1978.— 263 с.
12. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах.— М.: Недра, 1985.— 216 с.
13. Шаповиц Л. П., Шакиров А. Ф., Портнов В. И. Опробование и испытание скважин в процессе бурения.— М.: Недра, 1985.— 186 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Часть первая	
Геофизические методы изучения состояния разработки нефтяных месторождений	5
Глава 1. Залежи нефти и системы их разработки	5
Элементы строения залежи нефти	5
Свойства пород-коллекторов нефти и пластовой воды	7
Энергия в залежи нефти	10
Режим нефтяного пласта	12
Запасы нефти в залежи	14
Разработка нефтяного месторождения	15
Производительность нефтяных пластов и стадии их разработки	17
Регулирование разработки нефтяных пластов	20
Цели и задачи геофизических исследований в скважинах в процессе разработки залежи нефти	21
Глава 2. Методы изучения энергетических и эксплуатационных характеристик пластов	23
Барометрия	23
Термометрия	26
Расходомерия	28
Изучение состава и структуры жидкости в стволе скважины	34
Глава 3. Методы изучения процесса вытеснения нефти в пласте водой и газом	40
Электрический и электромагнитный каротаж	40
Импульсные нейтронные методы каротажа	47
Акустический каротаж	54
Индикаторные методы	56
Радиохимический метод	59
Глава 4. Методы изучения режима работы эксплуатационной скважины	60
Фонтанный способ эксплуатации	60
Глубиннонасосная эксплуатация	61
Компрессорный способ эксплуатации	64
Часть вторая	
Геофизические методы информационного обеспечения работ по восстановлению и повышению производительности скважин	69
Глава 5. Виды ремонтных работ в скважинах и задачи геофизических исследований	70
Основные сведения о видах ремонта скважин	70
Задачи геофизических исследований при ремонтных работах на скважинах	74
Глава 6. Выявление причин снижения производительности скважины	76
Глава 7. Определение обводненных интервалов и оценка остаточного нефтенасыщения	83
Глава 8. Определение дефектов в крепи скважины и притока посторонней воды	89
Акустическая цементометрия	90
Гамма-плотностная цементометрия	94
Определение герметичности цементного кольца в заколонном пространстве скважины	101
Глава 9. Оценка эффективности обработки призабойной зоны пласта	105
Глава 10. Разобшение и гидродинамические испытания пластов в скважинах	108
Установка разобщающих мостов	109

Испытание эксплуатационных объектов многоцикловыми комплексами испытательного оборудования	113
Определение гидродинамических параметров пласта по данным испытания скважин трубным испытателем	117
Отбор и анализ проб пластовой жидкости и газа	121
Диагностика и определение дефектов в крепи скважины с помощью скважинного телевидения	122
Глава 11. Комплексы аппаратуры и оборудования для геофизических работ в процессе эксплуатации скважин	123
Автоматические каротажные лаборатории	123
Каротажно-перфораторный подъемник	125
Лаборатории перфораторных станций	126
Полевая лаборатория для испытания скважин трубными пласто-испытателями	126
Геофизические кабели	126
Оборудование для геофизических работ в скважинах при герметизированном устье	127
Комплексирование измерений в скважинах	132
Элементы скважинных приборов	133
Часть третья	
Производство и использование результатов геофизических работ в скважинах на разрабатываемых месторождениях	136
Глава 12 Уточнение геологической характеристики продуктивного коллектора	136
Определение литологического состава	137
Определение пористости	137
Определение проницаемости	138
Определение толщины	139
Определение характера насыщения коллектора	140
Определение начального и текущего состояния нефтегазонасыщенности пластов	143
Глава 13. Изучение процессов фильтрации нефти, воды и газа в пластах	148
Определение охвата пласта процессом разработки	148
Определение текущего положения водонефтяного и газонефтяного контактов, контуров и нефтенасыщенных толщин	153
Определение степени вытеснения нефти водой	164
Глава 14. Обобщение и анализ данных геофизических исследований в рамках площади месторождения	167
Глава 15. Наблюдение за движением вытесняющего агента при применении методов увеличения нефтеизвлечения	176
Глава 16. Основные закономерности выработки запасов в залежах нефти, наблюдаемые при геофизических исследованиях в скважинах	180
Нефтяные месторождения	180
Нефтегазовые месторождения	202
Часть четвертая	
Организация и производство геофизических работ	205
Глава 17. Организация работ	205
Структура службы нефтяной геофизики	205
Работа геофизического предприятия в условиях полного хозрасчета и самофинансирования	207
Глава 18. Планирование и технико-экономический анализ геофизических работ	210
Планирование и финансирование геофизических работ	210
Основы учета и отчетности	212
Проектирование геофизических работ для информационного обеспечения эксплуатации и ремонта скважин	213

Проектирование геофизических работ для изучения состояния разработки месторождений и увеличения нефтеотдачи пластов	214
Технико-экономический анализ и оценка эффективности геофизических работ	221
Глава 19. Производство геофизических работ	223
Общие положения	223
Порядок проведения геофизических работ в скважинах	224
Условия проведения геофизических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах	225
Глава 20. Техника безопасности при производстве геофизических работ	227
Технические требования, предъявляемые к подготовке и оборудованию скважин	228
Подготовка контрольных, пьезометрических и остановленных на ремонт скважин	229
Подготовка нагнетательных скважин	230
Подготовка добывающих скважин	231
Геофизические работы	232
Заключение	235
Список литературы	237

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Моисеев Вадим Николаевич

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Заведующий редакцией *Е. Г. Першина*
 Редактор издательства *И. П. Иночкина*
 Обложка художника *К. В. Голикова*
 Художественный редактор *В. В. Шутько*
 Технические редакторы *А. Г. Тумарева, О. А. Колотвина*
 Корректор *М. В. Дроздова*

ИБ № 7124

Сдано в набор 10.10.89.	Подписано в печать 14.03.90.	T-05064.	Формат 60×90 ^{1/8} .
Бумага книжно-журнальная.	Гарнитура Литературная.		Печать высококал.
Усл. печ. л. 15,0.	Усл. кр.-отт. 15,25.	Уч.-изд. л. 16,45.	Тираж 3100 экз.

Заказ 1160/1289—3. Цена 80 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
 125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ

80к.

НЕДРА