ВСЕСОЮЗНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

РУКОВОДСТВО

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ

РД 39-1-29-77

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

Утверждаю:
Заместитель Министра нефтяной
промышленности
_____ А.В.Валиханов
"27" декабря 1977 г.

РУКОВОДСТВО

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ

РД 39-I-29-77

1978

В руководстве изложены основы применения одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ) для решения различных технологических задач при разработке нефтяных месторождений. Приводятся методы технико-экономического обоснования ОРЭ и методы оценки экономической эффективности.

Методические положения и рекомендации разработаны применительно к серийному оборудованию и находящемуся на стадии промышленного испытания и разработки.

Руководство разработано во Всесоюзном нефтегазовом научно-исследовательском институте. Авторы: к.т.н. Кузьмин В.М., к.э.н. Лергунов П.В., к.ф.-м.н. Ткаленко Р.А., Акопов Э.А., Воробьев В.Д. В составлении принимали участие: Савушкин Б.В., Нейман Т.И., Петухова В.С., Вейко А.М., Мустафин Р.В.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ

РД 39-I-29-77

Вводятся впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 44 от 18.01.78

Срок введения с I.07.78 г.

Срок действия до I.07.83 г.

I. МЕТОД ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРИМЕНЕНИЯ

I.I. Общие положения

Разобщенные между собой непроницаемыми глинистыми прослоями нефтенасыщенные коллекторы многопластовых месторождений в зависимости от геолого-физической характеристики и соотношения запасов разрабатываются самостоятельной сеткой скважин на каждый пласт или одной общей сеткой скважин одновременно на все или на несколько пластов, объединенных в эксплуатационный объект.

Объединение продуктивных пластов в эксплуатационные объекты приводит к значительному сокращению объема и сроков разбуривания месторождения, экономии материальных ресурсов на обустройство промыслов. В то же время при совместной эксплуатации, как правило, ухудшаются условия разработки каждого отдельного пласта, затрудняется проведение контроля и

регулирования процесса эксплуатации.

В этих случаях применяется метод одновременной раздельной эксплуатации, посредством которого осуществляется дифференцированное воздействие на пласты, разрабатываемые совместно одной сеткой скважин.

Одновременная раздельная эксплуатация является средством, позволяющим при экономичной совместной эксплуатации обеспечить оптимальные условия выработки запасов нефти каждого пласта и повысить тем самым экономическую эффективность их разработки.

Под технологической эффективностью понимается повышение темпов выработки запасов и коэффициента нефтеотдачи каждого пласта многопластового объекта посредством регулирования процесса эксплуатации. При этом регулируется перемещение водонефтяных и газо-нефтяных контактов и охват пласта вытеснением по мощности.

Одновременная раздельная эксплуатация в отечественной практике и за рубежом осуществляется посредством оснащения скважин специальным оборудованием для разобщения пластов или использованием для этих целей скважин специальных конструкций.

I.2. Способы одновременной раздельной эксплуатации

Одновременная раздельная эксплуатация в мировой практике разработки многопластовых месторождений осуществляется различными способами, которые определяются конструкцией скважин, характером разобщения пластов, видами технологических операций контроля и регулирования разработки эксплуатационных объектов.

В зависимости от режимов эксплуатации пластов схемы оборудования для одновременной раздельной эксплуатации могут быть представлены следующими комбинациями: фонтан-фонтан, газлифт-газлифт, насос-насос, закачка-закачка, фонтан-насос, насос-фонтан, фонтан-газлифта, газлифт-фонтан и т.д.
При этом, первым указывается режим эксплуатации нижнего пласта, а вторым верхнего.

Независимо от комбинаций одновременная раздельная эксплуатация может осуществляться оперативным или стационарным способами.

Способ, при котором для осуществления одновременной раздельной эксплуатации в скважинах обычной конструкции временно устанавливается специальное оборудование для дифференцированного воздействия на пласты, называется оперативным "Рис.Iа,б,в". Этот способ позволяет в любой период работы скважины переводить ее на одновременную раздельную эксплуатацию и затем при необходимости возвращать обратно на совместную эксплуатацию продуктивных пластов "Рис. I,а".

Продукция скважин при оперативном способе ОРЭ отбирается по однорядному "Рис.Iс" или многорядному лифтам "Рис.Iв". При многорядном лифте колонны насосно-компрессорных труб спускаются параллельными или концентрическими рядами. При отборе жидкости по однорядному лифту регулирование режимов эксплуатации отдельных пластов достигается применением специальных съемных или стационарных забойных штуцеров. При многорядном лифте наличие отдельного канала для эксплуатации каждого пласта обеспечивает сравнительно простое регулирование режима работы скважины и раздельную транспортировку жидкости на по-

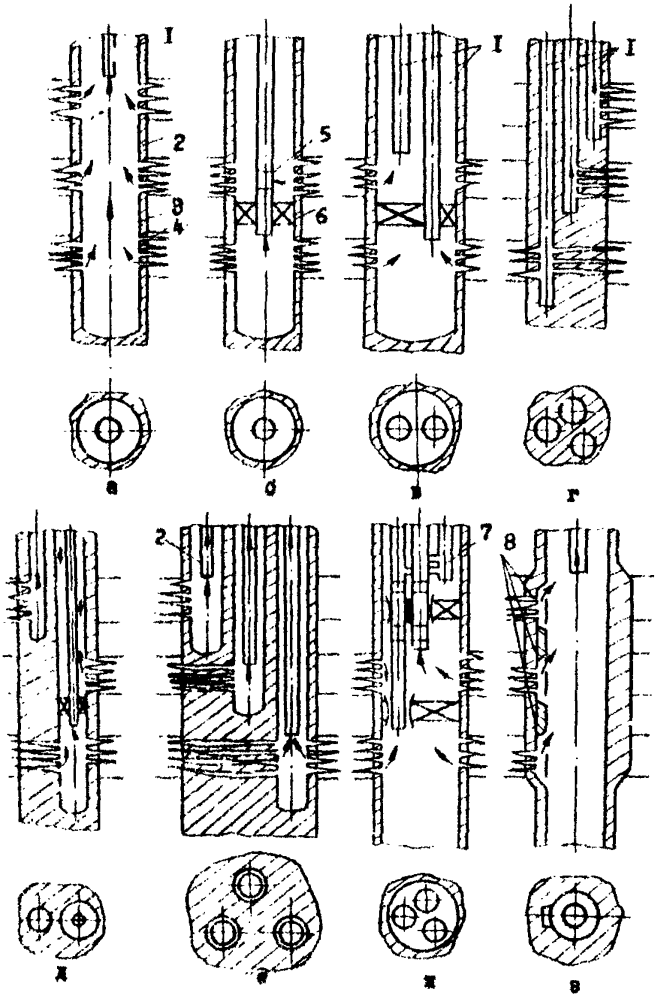

Рис. I

Схемы способов совместной и одновременной раздельной эксплуатации:

а – совместная эксплуатация пластов;

б, в – оперативный способ применения оборудования ОРЭ;

г, д, е, ж, з – схемы стационарного оснащения ОРЭ.

верхность, но это значительно увеличивает стоимость подземного оборудования скважин и трудоемкость работ по текущему ремонту скважин.

При стационарной одновременной раздельной эксплуатации дифференцированное воздействие на пласты осуществляется либо проводкой скважин специальной конструкции, либо стационарной установкой специального оборудования.

Существуют различные варианты стационарного оснащения скважин для ОРЭ, из которых наибольшее применение в практике эксплуатации многопластовых месторождений получили следующие.

В необсаженном стволе предназначенной для ОРЭ скважины цементируются параллельно размещенные колонны насосно-компрессорных или обсадных труб "Рис.Iг,е". Число колонн может быть равно количеству эксплуатируемых пластов. В этом случае зацементированные трубы выполняют роль обсадных и подъемных колонн. Создаются как бы отдельные скважины малого диаметра на каждый пласт, что упрощает регулирование отборов из отдельных пластов. При выполнении профилактических работ в одном из пластов другие не загрязняются и не требуют глушения, а подземные работы значительно облегчаются из-за отсутствия пакеров и другого специального оборудования.

Эксплуатация двух и более пластов в таких многоствольных скважинах может найти применение в районах с осложненными почвенно-климатическими условиями, с геологическим разрезом, в котором возможно бурение скважин большого диаметра.

При комбинированном варианте стационарной одновременной раздельной эксплуатации в необсаженной трубами скважине цементируются две колонны насосно-компрессорных труб. Одна из них

перфорируется на один пласт, а другая – на два пласта "Рио.Iд". Во второй колонне устанавливается подъемная колонна труб уменьшенного диаметра с разобщающим пакером для раздельного отбора по центральному и затрубному пространству.

Довольно широко за рубежом применяется вариант, который можно назвать полустационарным. В этом варианте ОРЭ осуществляется спуском в скважину увеличенного диаметра специального оборудования для длительной непрерывной эксплуатации нескольких пластов "Рио.Iв". В последующем, в зависимости от заданных технологических параметров эксплуатации это оборудование устанавливается на очередные выше- или нижележащие пласты. Из скважин нефть извлекается селективно, т.е. вначале она добывается из двух или более объектов, а другие вводятся в эксплуатацию позже, в зависимости от параметров эксплуатации и принятой очередности разработки. Скважины оснащаются набором специального подземного оборудования: посадочными ниппелями, циркуляционными клапанами, одно- и двухканальными пакерами стационарного типа и др. Для обслуживания скважин применяется специальный малогабаритный инструмент, спуск и подъем которого осуществляется на канате или закачиванием. Для уменьшения трудоемкости подземных операций может применяться дистанционно управляемое оборудование.

Областью применения данного варианта одновременной раздельной эксплуатации являются прежде всего морские глубоководные скважины в том числе и с подводным устьем, а также скважины, расположенные в труднодоступных, тяжелых для обслуживания районах.

Применяется и так называемый многозабойный вариант, при

котором в скважину увеличенного диаметра устанавливается обсадная колонна с боковыми выходами против продуктивных пластов, где размещается оборудование по регулированию отбора или закачки. Центральный ствол остается свободным. Эти скважины применяются для интенсификации выработки неоднородных, малопроницаемых пластов, содержащих идентичную пластовую жидкость или газ и для одновременной раздельной закачки в несколько пластов неагрессивных жидкостей или газов "Рис. Iв".

При выборе того или иного способа (варианта) одновременной раздельной эксплуатации пластов следует рассматривать в совокупности их технологические особенности и специфику месторождения с тем, чтобы наиболее эффективно обеспечить разобщение пластов, заданные темпы отбора нефти или закачки воды, глубинные исследования и ремонтно-профилактические работы. Окончательная оценка целесообразности применения того или иного способа принимается после проведения технико-экономического обоснования, которое проводится в зависимости от целей и задач, решение которых предполагается осуществить с помощью одновременной раздельной эксплуатации.

Для эксплуатации пластов в осложненных условиях (при наличии в нефти песка, парафина и т.д.), разработке морских многопластовых месторождений и месторождений в труднодоступной, заболоченной местности, следует предусматривать для одновременной раздельной эксплуатации пластов применение специальных конструкций скважин и способы разобщения пластов с учетом отечественного и зарубежного опыта.

I.3. Применение одновременной раздельной эксплуатации для контроля и регулирования процесса разработки

Мировая практика добычи нефти и газа из многопластовых месторождений показывает, что круг технологических задач, решаемых посредством использования одновременной раздельной эксплуатации, весьма обширен и разнообразен. Например, имеется целый ряд задач, касающихся непосредственно проблем контроля и регулирования добычи нефти из многопластового объекта посредством воздействия с помощью оборудования ОРЭ на отдельные пласты как в зоне отбора, так и в зоне нагнетания.

Наличие большого количества технологических задач вызывает определенные трудности при оценке экономической эффективности метода одновременной раздельной эксплуатации, т.к. для каждого отдельного случая необходимо было бы иметь определенный метод оценки экономической эффективности. Поэтому систематизация и обобщение задач в группы способствуют разработке ограниченного числа методов определения экономической эффективности метода ОРЭ.

В зависимости от характера основных показателей, определяющих экономическую эффективность и технико-экономическую целесообразность перевода скважин на одновременную раздельную эксплуатацию пластов, цели и задачи применения метода ОРЭ можно подразделить на три основные группы:

I) контроль и регулирование процесса разработки многопластового объекта с целью интенсификации текущей добычи и получения максимальной конечной нефтеотдачи;

2) приобщение новых продуктивных объектов к разработке

в эксплуатационных и нагнетательных скважинах с целью получения дополнительной добычи нефти;

3) применение одновременной раздельной эксплуатации с целью решения технологических задач по добыче нефти и газа.

Для каждой из этих трех групп в руководстве даны методы определения технико-экономической эффективности одновременной раздельной эксплуатации.

К первой группе технологических задач можно отнести применение одновременной раздельной эксплуатации с целью:

а) обеспечения оптимального режима работы каждого из пластов, разрабатываемых совместно (создание условий самостоятельной сетки скважин на каждый пласт);

б) регулирования разработки объекта по пластам, имеющим различные коллекторские свойства (равномерная выработка, интенсификация отбора, ограничение водопритока по одному из пластов, продление сроков фонтанной эксплуатации скважин, раздельный сбор чистой и обводненной нефти);

Применение одновременной раздельной эксплуатации для решения задач первой группы позволяет получить следующие результаты.

Существенное повышение эффективности разработки многопластового месторождения за счет укрупнения эксплуатационных объектов (снижение капиталоемкости, металлоемкости, себестоимости нефти, выигрыш от фактора времени), по сравнению с системой разработки с самостоятельными сетками скважин на каждый пласт.

Достижение запроектированной нефтеотдачи пластов путем обеспечения возможности регулирования процесса выработки запасов по пла-

стам (создание дифференцированных перепадов давления) по сравнению с совместной разработкой пластов при той же плотности сетки скважин.

Увеличение плотности сетки размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин при том же или меньшем количестве скважин, что и при раздельной эксплуатации каждого пласта самостоятельными сетками скважин и, как следствие, увеличение текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи прерывистых линзовидных коллекторов.

В качестве примера можно привести результаты оценки влияния неоднородности пластов на технико-экономическую целесообразность применения ОРЭ, выполненных на примерах гипотетических многопластовых месторождений, параметры которых были приняты аналогичными параметрам горизонтов месторождений Казахстана:

а) нефтеотдача за 30-летний период разработки при одновременной раздельной эксплуатации пластов с учетом условий регулирования давления выше на II-I6%, чем при совместной эксплуатации этих же пластов, что равносильно получению дополнительной добычи нефти в количестве 30-40 млн.тонн;

б) сроки разработки неоднородных пластов при ОРЭ с дифференцированными перепадами давления по пластам (условия регулирования) сокращаются в I,3-I,4 раза по сравнению с совместной эксплуатацией при снижении себестоимости одной тонны нефти на I4-I6%.

Эти данные свидетельствуют о том, что целесообразность решения большинства задач первой группы должна быть установлена еще на стадии проектирования разработки многопластового ме-

сторождения (См. раздел 5). Эффективность применения ОРЭ при этом выявляется из сравнения технико-экономических показателей разработки месторождения с ОРЭ с показателями того же месторождения, но без применения одновременной раздельной эксплуатации (соответственно при самостоятельных сетках скважин на каждый пласт, уплотнении сеток скважин дополнительным бурением, совместной разработке пластов при общем забойном давлении скважин, с преждевременным обводнением и переходом скважин на механизированную добычу и неравномерной выработке пластов). Технологические показатели разработки месторождения (динамика дебита, давления, обводненности и т.д.) с применением и без применения ОРЭ определяются обычными методами расчетов, используемых при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений.

Эффективность одновременной раздельной эксплуатации при решении задач первой группы характеризуется обеспечением оптимальных условий работы каждого пласта или осуществлением возможности контроля и регулирования разработки пластов. Количество скважин, в которых должно осуществляться ОРЭ, обосновывается в проекте, исходя из необходимости решения указанных задач.

Оценка эффективности метода по количеству дополнительно добытой нефти после перевода скважин на одновременную раздельную эксплуатацию проводится лишь в частных случаях. В основном же, при плановом и запроектированном технологической схемой разработки, использовании метода, дополнительная добыча должна учитываться при расчете показателей разработки.

При решении задач первой группы перевод скважин на ОРЭ может осуществляться как с самого начала ввода их в эксплуатацию, так и после определенного периода совместной эксплуатации пластов.

Время перевода скважин на ОРЭ определяется соответствующими расчетами при составлении проектов в зависимости от цели применения одновременной раздельной эксплуатации. В соответствии с режимом работы скважин в этот период в проекте должны быть даны рекомендации по выбору типа оборудования.

При совместной эксплуатации пластов в начальный период проводится систематический контроль за их разработкой. С помощью гидродинамических и промысловых исследований определяются характеристики пластов и скважин и в результате соответствующих проверочных расчетов уточняется фонд скважин, время их перевода на ОРЭ и характеристики необходимого оборудования.

Часть технологических задач первой группы по контролю и регулированию эксплуатации многопластового месторождения может решаться с помощью ОРЭ в процессе разработки. В этом случае технологическая и экономическая эффективность применения метода ОРЭ, а также время перевода скважин на ОРЭ оцениваются по методам, приведенным в главе 2 данного руководства.

I.4. Применение одновременной раздельной эксплуатации для приобщения продуктивных горизонтов

Ко второй группе технологических задач - приобщению новых продуктивных объектов к эксплуатации в работающих скважинах - можно отнести применение ОРЭ с целью:

а) приобщения (перфорации) находящихся в консервации продуктивных пластов;

б) уплотнения сетки эксплуатационных или нагнетательных скважин по одному из эксплуатируемых объектов многопластового месторождения;

в) приобщения линз и тупиковых зон одного из эксплуатационных объектов.

При решении задач второй группы целесообразность и возможность приобщения продуктивных пластов определяется в результате анализа геолого-промысловых характеристик эксплуатируемого и приобщаемого объектов и изменения показателей эксплуатации приобщаемого пласта.

Приобщение нефтяного или газового пласта допускается для совместной эксплуатации, если примерно совпадают следующие параметры:

а) проницаемости;

б) насыщенности нефти газом;

в) положения контуров;

г) свойства нефти или газа;

д) приведенные к одной отметке значения пластовых давлений.

Кроме того, пласты должны быть однородны по литологическому составу и, чтобы статический уровень приобщаемого горизонта был не ниже нормального динамического уровня эксплуатируемого пласта. Особое внимание уделяется обводненности пластов.

Все эти условия обуславливают эффективную совместную работу объектов в одной скважине после приобщения.

При приобщении пластов с использованием оборудования ОРЭ нет необходимости в соблюдении всех вышеперечисленных условий, так как посредством разделения и регулирования режима работы каждого из них создаются оптимальные условия эксплуатации. Поэтому основными технологическими параметрами, от которых зависит эффективность приобщения являются показатели разработки

приобщаемого пласта, и те изменения, которые произойдут в его гидродинамике после ввода как бы дополнительной самостоятельной эксплуатационной или нагнетательной скважины.
Влияние этой скважины на параметры разработки определяется соответствующими гидродинамическими расчетами. По известным методам рассчитываются технологические показатели разработки приобщаемого пласта, которые будут иметь место после приобщения (определяется изменение давления в пласте в области дренирования, дебит "новой" скважины и соответствующие изменения дебита окружающих скважин, в результате интерференции).

Таким образом, оценка целесообразности и возможности приобщения продуктивных горизонтов с использованием оборудования для одновременной раздельной эксплуатации производится в следующем порядке.

Анализируются геолого-промысловые параметры эксплуатируемого и приобщаемого горизонтов, - определяется характер эксплуатации пластов после приобщения (совместный или раздельный).

Определяются технологические показатели разработки горизонта после его приобщения. Эти показатели используются при оценке целесообразности приобщения.

Изучается техническое состояние скважины (герметичность колонны, прочность цементного камня и высота его подъема, оборудование устья скважины и т.д.), - определяется возможность дополнительной перфорации и установки оборудования ОРЭ.

Эффективность приобщения объектов в скважине оценивается количеством дополнительно добытой нефти (с учетом потерь дебита в окружающих скважинах, в результате интерференции) или количеством дополнительно закачанной воды в приобщенный пласт,

что в конечном счете характеризует дополнительную текущую добычу.

Общая результативность использования метода ОРЭ в целом по месторождению при приобщении пластов характеризуется количеством скважин, переведенных на одновременную раздельную эксплуатацию, их суммарной дополнительной добычей, полученной в результате приобщения пластов.

I.5. Применение средств одновременной раздельной эксплуатации с целью решения технических задач по добыче нефти и газа

К этой группе задач можно отнести следующие:

а) осуществление внутрискважинного газлифта (ВСГ);

б) осуществление сохранения пластовой температуры (подогрева) продукции скважины с помощью термальных вод для предотвращения выпадения парафина;

в) совмещение в одной скважине функций отбора и нагнетания;

г) использование оборудования ОРЭ для целей раздельного исследования совместно эксплуатируемых пластов и другие задачи.

Целесообразность применения оборудования ОРЭ для решения задач третьей группы обуславливается необходимостью улучшения показателей эксплуатации скважин и наличием соответствующих условий.

В частности при добыче нефти с помощью газлифта и при наличии на месторождении продуктивного газового пласта, газ последнего может быть использован для газлифта за предвари-

тельного подъема его на поверхность. Регулирование подачи газа в фонтанные трубки осуществляется с помощью оборудования ОРЭ.

Испытание внутрискважинного газлифта успешно проводилось в Западной Сибири (месторождение Самотлор).

Аналогично, при наличии в продуктивном разрезе термальных вод с помощью оборудования ОРЭ последние можно использовать для обогрева продукции скважины и тем самым предотвратить выпадение парафина.

Возможность использования оборудования ОРЭ для решения задач третьей группы в ряде случаев зависит от технического состояния скважины. Например, во избежании межпластовых перетоков жидкости или газов за колонной, последняя должна быть герметичной и должна иметь прочное цементное кольцо.

Эффективность применения оборудования ОРЭ для решения этих задач выявляется в результате сопоставления технико-экономических показателей эксплуатации скважины обычным способом с показателями эксплуатации с оборудованием ОРЭ. В ряде случаев экономическая эффективность определяется исходя из дополнительной добычи нефти, т.к. при улучшении техники подъема жидкости текущий дебит скважины может быть значительно увеличен.

Задачи третьей группы можно решить переводом на ОРЭ любого числа скважин в зависимости от технических возможностей (наличия оборудования скважин и т.д.) и состояния скважин. Каждая скважина для оснащения под ОРЭ подбирается индивидуально.

Рассмотренные группы задач, решаемые с помощью методов

одновременной раздельной эксплуатации, по значимости в вопросах повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и технологической их сущности имеют существенные различия. В зависимости от этого методы технологической целесообразности применения и экономической эффективности для каждой группы задач имеют определенные особенности. Кроме того, методы расчета имеют особенности в зависимости от стадии разработки месторождения. Поэтому в настоящем руководстве решение задач разработки посредством метода одновременной раздельной эксплуатации рассматривается как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации. На стадии проектирования решаются в основном задачи первой группы и лишь в некоторых случаях второй и третьей. В процессе эксплуатации в основном задачи второй и третьей группы и значительно реже первой.

Ниже в главах 2,3 и 4 приводятся методы оценки эффективности одновременной раздельной эксплуатации применительно к каждой группе задач отдельно на стадии проектирования и на стадии эксплуатации месторождения.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ КОНТРОЛЕ, РЕГУЛИРОВАНИИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА

Методы определения технологических показателей эффективности

2.I. Геолого-промысловые параметры, характеризующие состояние эксплуатационного объекта

При выделении эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях, наряду с технологическим и технико-экономическим обоснованием, решающее значение для совмещения различных пластов имеют геолого-промысловые условия, характеризующие их строение и фильтрацию пластовых жидкостей.

К геолого-промысловым параметрам, определяющим строение залежи, относятся, прежде всего такие, как эффективная толщинность и число продуктивных горизонтов (пластов), глубина их залегания, толщина глинистых перемычек и наличие зон слияния продуктивных пластов, положение водо-нефтяных контактов по пластам, совпадение залежей в плане, физико-химические свойства коллектора нефти и газов, величины запасов нефти по пластам и т.д. Эти параметры определяются с самого начала разбуривания залежи, по данным опытной эксплуатации разведочных и опережающих эксплуатационных скважин, и уточняются в процессе разработки месторождения.

Для проведения гидродинамических расчетов с целью выявления влияния отдельных факторов на совмещение пластов в один эксплуатационный объект используются также параметры:

проницаемость, пористость, плотность, вязкость нефти и воды в пластовых условиях, относительная фазовая проницаемость нефти, соответствующая связанной водонасыщенности, относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, пластовое давление.

Обозначения и размерности этих параметров приведены в разделе руководства, в котором представлены методы определения технологических параметров разработки пластов. Текущие значения их определяются по результатам промысловых замеров и гидродинамических исследований.

Фактические данные о динамике пластовых давлений, продвижения контуров нефтеносности, обводненности скважин и т.д. для использования их в последующих расчетах могут быть определены для отдельных участков залежи по каждому пласту по картам изобар, картам пьезопроводностей и картам текущего отбора жидкостей.

2.2. Технологические показатели

К основным технологическим показателям, которые определяют эффективность применения ОРЭ, относятся: текущий дебит нефти, объем закачиваемой воды (по пластам и суммарно по объекту), обводненность пластов, текущая нефтеотдача, равномерность выработки пластов (охват воздействием по мощности продуктивного разреза) и расход закачиваемой воды на 1 т добываемой нефти. Сравнение значений этих показателей, полученных после осуществления одновременной раздельной эксплуатации со значениями, которые были до проведения этого мероприятия позволяет оценивать технологическую эффективность мероприятия.

Определяются технологические показатели непосредственно замерами или соответствующими расчетами.

Добыча нефти в скважинах, оборудованных для осуществления ОРЭ замеряется обычным способом, применяемым на нефтепромыслах: в замерных емкостях, в специальных замерных устройствах ("Спутниках"). Замеры проводятся суммарно по скважине и по каждому пласту в отдельности.

В установках типа УГР добыча нефти из каждого пласта может быть определена при наличии специального приспособления -- отключающего устройства и удлинителя хода канатной подвески.

Для оценки технологического эффекта от применения ОРЭ общий дебит скважины и отдельно по пластам сравнивают за определенный период работы до перевода на ОРЭ и за тот же период времени после перевода на ОРЭ. При этом учитывают естественное изменение дебита во времени.

Текущий дебит скважины за счет оборудования ОРЭ может быть увеличен вследствие оптимизации режима работы отдельно каждого пласта, т.е. установления оптимального перепада давлений (депрессий) на каждый пласт.

Добыча нефти определяется не только по скважинам, которые переведены на ОРЭ, но и суммарно по участку залежи, имеющим одну и ту же систему воздействия.

В скважине, в которой осуществляется ОРЭ, суммарный дебит по пластам может не измениться. Но может произойти перераспределение дебитов, работающих продуктивных интервалов (подключение низкопроницаемых интервалов в работу, неохваченных воздействием при совместной эксплуатации). Данные о коэффициенте охвата воздействием по мощности определяются снятием профилей приемистости.

Продуктивность скважины после перевода ее на ОРЭ может ухудшиться (снизиться) из-за снижения проницаемости призабойной зоны в результате загрязнения ее жидкостью при глушении пластов в процессе переоснащения скважины.

Поэтому для оценки эффективности ОРЭ скважины после перевода на ОРЭ следует вывести на оптимальный режим эксплуатации: определить степень загрязнения призабойной зоны (скин-эффект), провести обработку призабойной зоны (кислотную, ГРП, промывку и т.д.).

Объем закачиваемой воды при осуществлении одновременной раздельной закачки (ОРЭ) по пластам также может быть увеличен вследствие подключения в работу пластов (продуктивных интервалов пласта ранее не принимавших воду), а может остаться неизменным, но перераспределиться по интервалам пластов. По замеру профиля приемистости можно судить об увеличении охвата воздействием по мощности, т.е. по продуктивному разрезу в целом по скважине и по отдельным пластам (горизонтам).

Обводненность добываемой жидкости определяется по замерам на скважинах, а при прогнозировании соответствующими расчетами.

Эффективность применения ОРЭ может выразиться в снижении обводненности продукции скважины как по эксплуатационному объекту в целом, так и по отдельным пластам.

Динамика обводненности пластов (залежи) или продвижение водо-нефтяного контура прослеживается по картам отборов жидкости (объем добываемой нефти и воды) по скважинам.

Регулирование обводненности с помощью ОРЭ достигается как в нагнетательных скважинах путем ограничения закачки в высоко проницаемые интервалы и подключения под закачку ранее

неработающих пластов, так и в эксплуатационных скважинах путем ограничения отбора жидкости из сильно обводненных пластов.

Другим способом снижения обводненности является разделение отбора пластовой жидкости из различных пластов (горизонтов) по самостоятельным каналам. В этом случае можно осуществлять форсированный отбор обводненной жидкости из одного горизонта (пласта) и безводную нефть из другого.

Текущая нефтеотдача определяется как отношение накопленного объема отобранной нефти по залежи (по отдельным пластам) к извлекаемым запасам нефти.

Влияние метода ОПЭ на изменение нефтеотдачи пластов по отдельным участкам (залежи) можно оценить сопоставлением с величиной нефтеотдачи на соседних аналогичных участках, (залежи) где те же пласты (или такое же количество пластов) эксплуатируются совместно при одинаковой депрессии.

Методы расчета технологических параметров, характеризующих эффективность ОПЭ, приведены ниже.

2.3. Выделение групп пластов в многопластовом объекте для одновременной раздельной эксплуатации

Для выделения в многопластовом объекте групп пластов, регулирование разработки которых целесообразно проводить совместно, можно воспользоваться следующим соотношением

$$(\omega) = \frac{m_i \Delta 6_i}{K_{*i} \Delta P_i} \sqrt{1 + 2\frac{\mu_н}{\mu_i}} = const \; ; (i = 1,2,\dots,N) \quad (1)$$

где N – количество пластов в залежи, индексом i отмечены параметры i-го пласта, m – пористость, $\Delta 6$ – изменение

водонасыщенности при переходе через ВНК, $\mu_в$, $\mu_н$ – вязкость воды и нефти соответственно, ΔP – депрессия, K_* – проницаемость, ω – некоторый оценочный параметр.

Выражение (I) получено из условия максимизации коэффициента конечной нефтеотдачи при заданной обводненности добываемой жидкости. Известно, что скважина отключается (или переводится на другой режим работы) при обводненности добываемой жидкости приблизительно на 95-98%. Однако даже в этом случае в пласте остается большое количество нефти, которое можно значительно уменьшить при дифференцированном воздействии на пласты. Была поставлена следующая задача: при каких депрессиях необходимо эксплуатировать отдельные пласты многопластовой залежи, чтобы нефтеотдача всего многопластового участка в момент достижения заданной степени обводненности добываемой жидкости была максимальной? Соотношение (I) является решением поставленной задачи.

Метод выделения групп пластов состоит в следующем: выбираем наименее проницаемый пласт, задаем на нем максимально возможную депрессию и вычисляем значение параметра ω по (I); затем по значению ω с использованием фильтрационных характеристик остальных пластов вычисляем депрессии ΔP_i на каждый пласт по формуле (I); строим диаграмму распределения депрессий по пластам "См.рис.2,а" и выбираем в многопластовом объекте группы пластов для совместного воздействия с близкими значениями ΔP.

В качестве примера рассмотрим участок гипотетического месторождения, представленного двумя горизонтами, первый из которых состоит из четырех пластов ($А_I$, $Б_I$, $В_I$ и $Г_I$), а второй – из двух ($А_2$ и $Б_2$). Фильтрационные параметры этого уча-

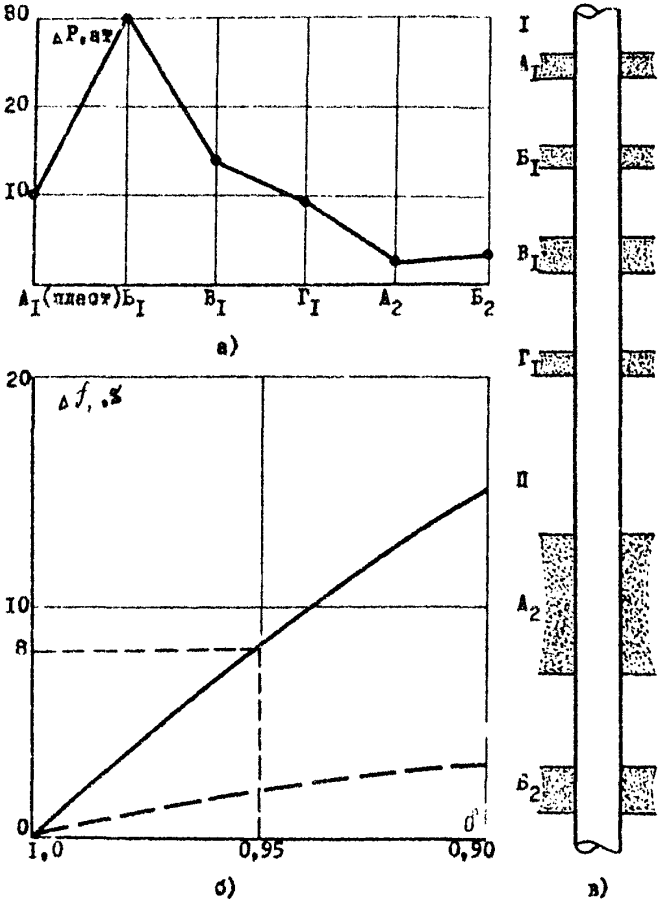

Рис. 2.

К примеру выделения группы пластов в многопластовом объекте для одновременной раздельной эксплуатации.

стика месторождения приведены в табл. I. В этом случае $N = 6$.

Таблица I

Горизонт	I				II	
Пласт	$А_I$	$Б_I$	$В_I$	$Г_I$	$А_2$	$Б_2$
Проницаемость K_*, мд	2I	7	I5	22	I00	7I
Вязкость нефти $\mu_н$, спз	4.25	4.25	4.25	4.25	8.60	3.60
Пористость m, %	0.2I	0.2I	0.2I	0.2I	0.22	0.22
Изменение водонасыщенности $\Delta б$	0.47	0.47	0.47	0.47	0.52	0.52
Оптимальная депрессия ΔP, атм	I0	80	I4	9.6	2.8	8.2

Наименее проницаемым является пласт $Б_I$. Максимально возможной депрессией этого пласта будем считать $\Delta P^* = 80$ атм. Вычислим по формуле (I) оценочный параметр ω для пласта $Б_I$

$$\omega = \frac{0.2I \cdot 0.47}{7 \cdot 80} \sqrt{I+2\,\frac{4.25}{I}} \approx 0.00I08$$

Размерность этого параметра в данном случае не играет роли. По фильтрационным параметрам остальных пластов вычислим при помощи формулы (I), записанной уже в виде

$$\Delta P_i = \frac{m_i \Delta б_i}{K_{*i}\,\omega} \sqrt{1+2\,\frac{\mu_{нi}}{\mu_в}} \qquad (2)$$

депрессии на первом пласте:

$$\Delta P_I = \frac{0{,}2I \cdot 0{,}47 \sqrt{I + 2 \cdot 4{,}25}}{2I \cdot 0{,}00I08} \approx I0 \text{ атм}$$

Затем эти же расчеты проведем для остальных пластов. В результате получим, что $\Delta P_2 = 30$ атм (по условию), $\Delta P_3 \approx I4$ атм, $\Delta P_4 \approx 9{,}6$ атм, $\Delta P_5 \approx 2{,}2$ атм, $\Delta P_6 \approx 8{,}2$атм.

На рисунке 2,а представлена диаграмма распределения оптимальных депрессий по пластам. Если бы при помощи соответствующего оборудования удалось создать дифференцированные депрессии на каждый пласт в соответствии с этой диаграммой, то это дало бы возможность получить максимальный коэффициент нефтеотдачи по всему участку по сравнению с совместной разработкой объекта.

По формуле

$$f = \frac{1}{q} \sum_{i=1}^{n} q_i f_i \qquad (8)$$

где f_i – коэффициент нефтеотдачи i-го пласта, q_i – подвижной запас i-го пласта, q – подвижной запас многопластового объекта. Вычислим максимальный коэффициент нефтеотдачи $f_{опт.}$, соответствующий эксплуатации объекта при оптимальных депрессиях и коэффициент нефтеотдачи при совместной эксплуатации $f_{совм.}$ при $\Delta P_i = 30$ атм. Введем показатель Δf, характеризующий эффект разделения по пластам, соответствующий приращению нефтеотдачи за счет дифференцированного воздействия на пласты.

$$\Delta f = f_{опт.} - f_{совм.}$$

На рис. 2,б приведен график зависимости Δf от степени обводненности добываемой жидкости δ. Видно, что в момент обводненности, например, на 95% можно получить выигрыш в коэф-

фициенте нефтеотдачи порядка 8%.

Значения депрессий, рассчитанные по формуле (2), зависят от величины депрессии, принятой на пласте с наименьшей проницаемостью $Б_I$ (80 атм). Поэтому реализация в пласте $Б_I$ повышенной депрессии (например, не 80 атм, а 40, 50 или 60 атм) приведет к сокращению периода разработки месторождения (депрессии на высокопроницаемых пластах $А_2$ и $Б_2$ соответственно увеличатся) и позволит сохранить необходимый темп отбора с большим коэффициентом нефтеотдачи.

Выражение (I) или диаграмма рис. 2,а позволяют провести разделение многопластового объекта на несколько групп. Например, при выделении трех объектов эксплуатации целесообразно выделить отдельно пласт $Б_I$, три пласта с близкими депрессиями $А_I$, $В_I$ и $Г_I$ и два пласта $А_2$ и $Б_2$. Это иллюстрируется на рисунке 2,а. Из диаграммы следует, что при выделении двух групп пластов, целесообразно провести разделение всего объекта по горизонтам I и II.

Дифференцированное воздействие отдельно на каждый пласт в соответствии с выражением (I) связано с большими техническими трудностями. В настоящее время оборудование позволяет при эксплуатации месторождения разбивать его на два или в лучшем случае на три объекта. По этой причине разбиение по горизонтам было принято за основу.

Зададим несколько значений отношения депрессий на I и II горизонтах и по формуле (8) рассчитаем соответствующие значения коэффициента нефтеотдачи в момент обводнения скважин, например, на 95%. На рис. 3 приведена зависимость показателя Δf от отношения депрессий на горизонтах. Этот показатель свидетельствует о дополнительной добыче нефти при разбиении

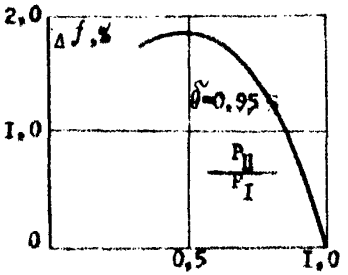

Рис. 8.

Зависимость показателя эффективности от отношения депрессий на горизонтах.

$\frac{\Delta P_{II}}{\Delta P_I}$ – Оптимальное соотношение депрессий на пластах.

Δf – Показатель эффективности дифференцированного воздействия при оптимальном соотношении депрессий на пластах.

на два многопластовых объекта (на I и II горизонты) по сравнению с совместной эксплуатацией всех пластов. Видно, что при $\Delta P_I / \Delta P_{II} < I$ показатель Δf будет положительным, т.е. применение ОРЗ приведет к дополнительной добыче нефти. Однако, увеличение депрессии на II горизонте, т.е. при $\Delta P_{II} / \Delta P_I > I$ приводит к отрицательному эффекту (на рисунке эти ветви кривых не приведены).

Максимальное увеличение коэффициента нефтеотдачи на рассматриваемом участке месторождения соответствует $\Delta P_{II} / \Delta P_I \approx 0.5$. Таким образом, для максимального эффекта депрессии на I горизонте должна быть приблизительно в два раза больше, чем на II-м.

Согласно результатам расчетов соотношение оптимизации выработки $\Delta P_{II} / \Delta P_I \approx 0.5$ должно выполняться независимо от абсолютных значений депрессий на горизонтах. Это позволяет получить не только дополнительное количество нефти, но и выбрать подходящий период времени разработки.

Для иллюстрации на рис. 2,б нанесены значения показателя Δf при оптимальном соотношении депрессий на горизонтах, соответствующие рис. 8.

2.4. Оценка параметров, определяющих условия применения ОРЗ для одновременной выработки пластов

На практике регулирование выработки пластов осуществляется изменением депрессий на пласты. Контроль за воздействием на отдельный пласт проводится по результатам расчета скорости перемещения ВНК с использованием номограммы для оп-

ределения условий равномерной выработки пластов"Рис.4".

Для расчета скорости перемещения фронта вытеснения в однородном пласте необходимо иметь значения следующих параметров: вязкости воды и нефти $\mu_в$, $\mu_н$ (сп), пористости m, средней геофизической проницаемости $к$ ($д$), относительные фазовые проницаемости $к_в$ и $к_н$, изменение нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой $\Delta б$, расстояние между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин l (м), начальную депрессию на каждом пласте $\Delta P°$ (кГ/см^2). Если использовать перечисленные размерности величин, то выражение для времени достижения ВНК эксплуатационного ряда будет иметь вид (См. Приложение).

$$t_{ж} = \frac{1}{2}\left(\frac{\mu_в}{к_в} + \frac{\mu_н}{к_н}\right)\frac{m\Delta б}{к_\Delta P°}\,\frac{l^2 10^2}{316224} \quad \text{лет} \qquad (4)$$

На рис. 4 представлена номограмма. По оси абсцисс отложена величина ξ, определяющая какую долю периода от начала эксплуатации до прихода ВНК в эксплуатационный ряд пласт уже отработал. По оси ординат отложен параметр n, определяющий во сколько раз необходимо изменить депрессию. Цифрой около каждой кривой отмечено значение τ, определяющее во сколько раз быстрее ВНК продвигается по второму пласту по сравнению с первым. Вдоль каждой кривой значение τ сохраняется постоянным.

Оценку параметров, определяющих условия применения ОРЭ для одновременной выработки пластов проиллюстрируем на нескольких примерах. Рассмотрим участок гипотетического двухпластового месторождения (пласты А и Б). Допустим, что время достижения ВНК эксплуатационного ряда скважин по пласту А равно $t_{ж1} = 4$ годам, а по пласту Б - $t_{ж1} = 8{,}6$ годам.

Пример I. Определить, во сколько раз необходимо изменить

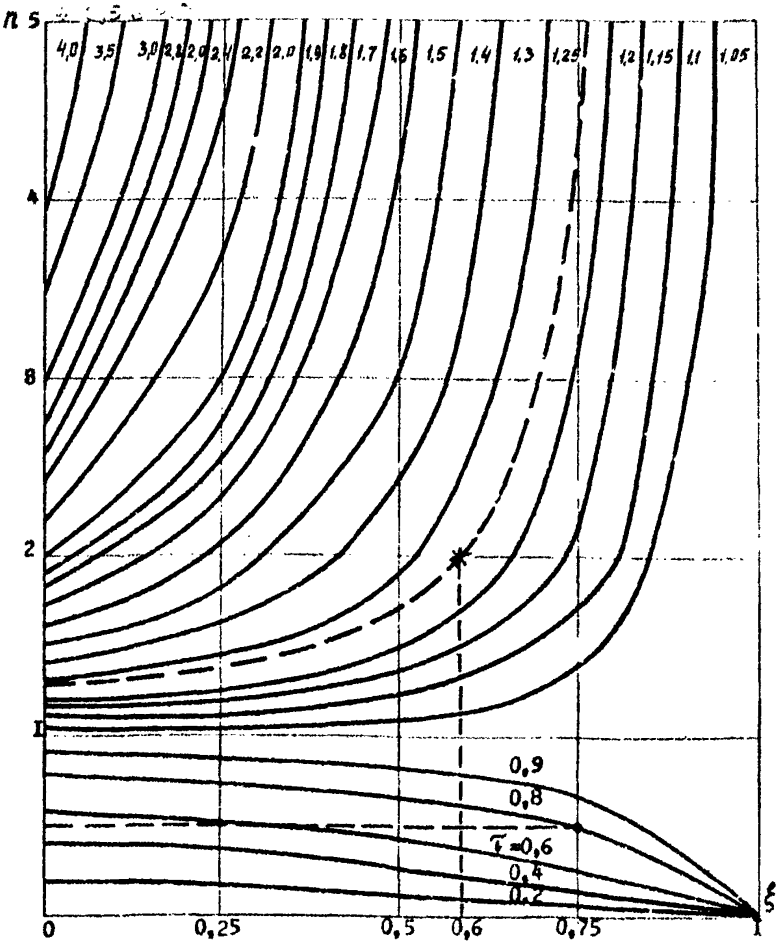

Рис. 4.

Номограмма оценки эффективности ОРЭ.

n - параметр, определяющий изменение депрессии;

τ - параметр, определяющий скорость продвижения ВНК второго пласта;

ξ - параметр, определяющий период времени с начала эксплуатации пласта до прихода ВНК в эксплуатационный ряд.

депрессию пласта Б, чтобы границы раздела достигли эксплуатационного ряда скважин одновременно, если известно, что пласт Б эксплуатировался на начальной депрессии ΔP° в течение 0,75 времени прихода фронта вытеснения к эксплуатационному ряду?

Результаты расчетов по формуле (4) показали, что $\tau = t_{*2}/t_{*1} \approx 0{,}8$. Величина $\xi = 0{,}75$ известна по условию. Пользуясь теперь рис. 4, находим кривую, которой соответствует $\tau = 0{,}8$ (в нижней части графика) и по значению абсциссы $\xi = 0{,}75$ определяем на этой кривой $n \approx 0{,}5$. Таким образом, депрессию на пласте Б необходимо уменьшить в два раза.

Однако на практике обычно стараются увеличить темп добычи нефти, что в данном случае связано с увеличением депрессии на пласте А.

Пример 2. Во сколько раз необходимо изменить депрессию пласта А, чтобы время эксплуатации их было одинаковым?

Вычислим соотношение $\tau = t_{*1}/t_{*2} = 4/8{,}6 \approx 1{,}25$, $\xi = 0{,}75$. По кривой номограммы "Рис.4", соответствующей $\tau = 1{,}25$ при $\xi = 0{,}75$ определяем $n = 5$. Таким образом, депрессию на пласте Б необходимо увеличить в пять раз.

Практически увеличение депрессии в пять раз связано с большими техническими трудностями. Поэтому кривые номограммы построены только для $n \leq 5$. Если же получается, что для некоторого значения ξ по графику невозможно определить n, то надо считать, что $n > 5$.

Пример 3. Предположим, что для некоторых условий $\tau = 2$ и пласты эксплуатировались в течение половины своего полного времени работы ($\xi = 0{,}5$). На номограмме прямая $\xi = 0{,}5$ не пересекает кривую, соответствующую $\tau = 2$, поэтому практически повысить депрессию на пласте Б, чтобы одновременно за-

кончить эксплуатацию обоих пластов, невозможно. В этом случае целесообразно после появления определенного процента воды в эксплуатационной скважине блокировать пласт А или в какой-то момент времени ввести раздельную эксплуатацию.

Одним из основных технологических параметров, определяющих эффективность одновременной раздельной эксплуатации при решении той или иной технологической задачи является время перевода скважины на ОРЭ.

Пример 4. Пласты А и Б эксплуатируются совместно. В какой момент времени необходимо перевести скважину на ОРЭ, чтобы, увеличив депрессию на пласте Б в два раза, закончить эксплуатацию обоих пластов одновременно?

Для ответа на этот вопрос вычислим по формуле (4) время достижения ВНК эксплуатационного ряда скважин по обоим пластам t_{*A} и $t_{*Б}$ с использованием фактических значений фильтрационных параметров. В настоящем примере рассмотрен случай, когда $t_{*A} = 4$ года, $t_{*Б} = 8{,}6$ лет.

Теперь обратимся к номограмме, представленной на рис.4. Проведем прямую $n = 2$ и определим точку пересечения ее с кривой, которой соответствует $\tau = t_{*A}/t_{*Б} = 4/8{,}6 = 1{,}25$. Далее находим абсциссу полученной точки (на рис. 4 эта точка отмечена звездочкой), $Z \approx 0.6$. Это означает, что перевод скважин на ОРЭ следует осуществлять после того, как пласт Б отработал 0.6 т своего безводного периода эксплуатации. Момент времени перевода находится по формуле

$$\tilde{\tau} = Z t_{*Б} = 0{,}6 \times 8{,}6 = 2{,}16 \text{ лет}$$

Если месторождение состоит из N пластов, то по приведенной методике можно оценить условия их совместной эксплуата-

ции попарно (или по отношению к одному, контрольному), после чего разбить на несколько групп, каждую из которых можно эксплуатировать совместно.

2.5. Обоснование технологической целесообразности перевода отдельных скважин на одновременную раздельную эксплуатацию

Рассмотрим пятиточечный элемент гипотетической залежи "Рис. 5" с одной эксплуатационной скважиной в центре и четырьмя нагнетательными скважинами. Предположим, что рассматриваемый участок состоит из 8 пластов и двух горизонтов (I и II). Мощности всех пластов будем считать постоянными. Фильтрационные параметры рассматриваемого элемента многопластовой залежи приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметр	I горизонт					II горизонт		
	$А_I$	$Б_I$	$В_I$	$Г_I$	$Д_I$	$А_2$	$Б_2$	$В_2$
Мощность, h, м	4,68	4,05	8,77	4,83	4,65	4,84	I0,88	I8,64
Проницаемость экспл.скв. К, мд	I5	I22	83	27	II	20	25I	I26
Проницаемость нагн.скважин К, мд	I3I	I20	52	46	94	II6	I52	240

Для расчета показателей разработки была применена модель восьмипластовой залежи, разрабатываемой в водонапорном режиме. Выделим одну восьмую часть пятиточечного элемента и разделим ее

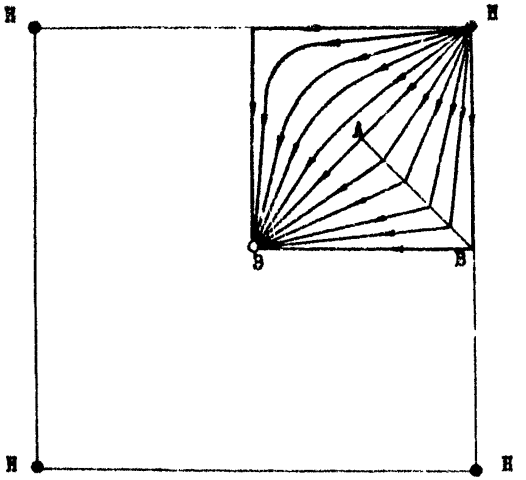

Рис. 5.

К примеру обоснования технологической целесообразности перевода отдельных скважин на одновременную раздельную эксплуатацию.

ва трубки тока, ограниченные перпендикулярными подошве и кровле залежи плоскостями, выходящими из нагнетательной и сходящимися в эксплуатационной скважине. Предположим, что каждый пласт является неоднородным с равномерным распределением проницаемости по мощности. Разобьем каждую трубку тока на слоисто-неоднородные блоки, различающиеся диапазоном изменения проницаемости по мощности. Каждый блок характеризуется своей максимальной проницаемостью, которая равномерно распределена по залежи.

Вывод всех формул для основных показателей разработки для данного случая приведен в Приложении I. Вследствие сложности полученных уравнений составлена специальная программа и расчет проводился с использованием ЭВМ "БЭСМ-6".

Результаты расчетов показали, что при расстоянии между соседними нагнетательными скважинами 400 м извлекаемые запасы нефти рассматриваемого участка многопластовой залежи равны приблизительно 225 тыс.м^3.

Средняя депрессия на пластах при совместной эксплуатации принималась равной $\Delta P^* = 80$ атм.

Предположим, что через пять лет после начала совместной эксплуатации объекта его выработку необходимо интенсифицировать и в соответствии с планом получить дополнительно некоторое количество нефти. Однако интенсификацию необходимо провести за счет дифференцированного увеличения депрессии ΔP^* при помощи метода одновременной раздельной эксплуатации.

Были проведены расчеты двадцатилетнего периода эксплуатации рассматриваемого многопластового объекта в режиме совместной разработки при значении депрессии $\Delta P^* = 80$ атм. После пятилетней совместной разработки эксплуатационная скв. была

переведена на одновременную раздельную эксплуатацию. В результате чего депрессия на I горизонт уменьшилась до 20 атм, а депрессия на II горизонт увеличилась до 40 атм.

Результаты расчетов такого эксперимента приведены на рис. 6. По оси абсцисс отложено время, а по оси ординат - дополнительная добыча нефти, обусловленная применением метода ОРЭ. Из рис. 6 видно, что максимальный эффект будет получен через пять лет, причем дополнительная добыча составит приблизительно 2400 $м^3$ нефти.

На рис. 6 представлен так называемый видимый технологический эффект, т.е. прирост добычи нефти по эксплуатационной скважине в результате перехода на одновременную раздельную эксплуатацию. Чтобы рассчитать текущий технологический эффект необходимо оценить изменение дебитов соседних скважин.

Методика определения экономической эффективности использования одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ)

2.6. Общие положения

Экономический эффект в соответствии с основными положениями "Методики определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники" 1977 г. определяется по разности приведенных затрат по базовому варианту разработки многопластового объекта в варианте эксплуатации того же объекта с помощью оборудования ОРЭ или ОРЗ.

Приведенные затраты представляют сумму себестоимости добычи I т нефти и нормативной прибыли.

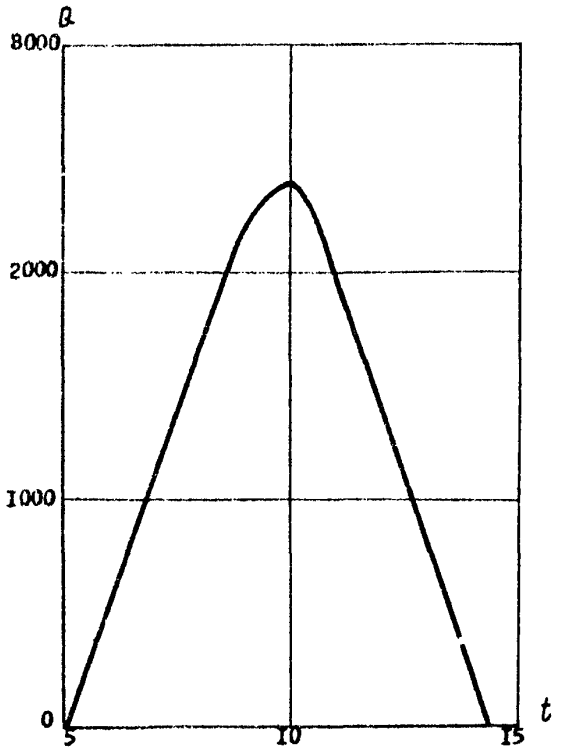

Рис. 6.

К примеру определения дополнительной добычи нефти, обусловленной применением метода ОРЭ. t – время эксплуатации, лет; Q – дополнительная добыча нефти, м3.

Формула приведенных затрат представляется ь следующем виде:

$$З_{пр.} = C + EK \qquad (5)$$

где C - себестоимость единицы продукции, руб.; K - удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб.; E - нормативный коэффициент эффективности, равный 0,I5.

Экономические показатели (себестоимость и удельные капитальные вложения) рассчитываются или по нормативам, применяемым при проектировании или по фактическим данным предприятия, внедряющего ОРЭ.

2.7.База сравнения

Одной из важных задач при определении экономической эффективности внедрения ОРЭ является выбор базы сравнения. От правильного выбора базы сравнения зависит объективность оценки.

Исходя из положений "Методики (основных положений) определения экономической эффективности новой техники" 1977 г. за базу сравнения при определении экономического эффекта принимаются экономические показатели заменяемой техники (технологии). В нефтедобыче, являющейся потребителем техники для решения технологических задач разработки нефтяных месторождений, показатели использования техники, как правило, меняются во времени и поэтому выбор базы сравнения имеет определенные особенности.

В случае экономической оценки оборудования для ОРЭ, база сравнения должна зависеть от технологических задач, решаемых в процессе применения оборудования для одновременной раздельной эксплуатации.

Оборудование для одновременной раздельной эксплуатации применяется для разобщения двух пластов, которые могут разрабатываться совместно. В результате применения ОРЭ становится возможным осуществить регулирование выработки запасов путем дифференцирования режимов работы скважин по пластам и повысить текущую добычу нефти. Источником экономии в данном случае является увеличение производительности скважин и получение дополнительной добычи нефти. Экономический эффект от применения оборудования для ОРЭ в данном случае может быть определен исходя из сравнения с показателями совместной эксплуатации двух пластов. Такой подход можно применить для объекта эксплуатации в целом, группы скважин и отдельной скважине. Эта же задача регулирования может решаться (для объекта в целом) путем дифференцированного воздействия на пласты с помощью раздельной закачки (ОРЗ) при совместном отборе продукции из эксплуатационных скважин. Источник экономического эффекта остается таким же как и при ОРЭ, следовательно и база сравнения остается той же.

Оборудование для ОРЭ применяется для эксплуатации двух пластов, разработка которых совместно по геолого-технологическим условиям невозможна или малоэффективна. Цель ОРЭ в этом случае повысить экономическую эффективность разработки в целом за счет исключения из бурения скважин одного из пластов. Увеличения добычи нефти по приобщаемому объекту (пласту) не будет, а разработка месторождения будет осуществляться меньшим числом скважин. Источником экономии в этом случае будет уменьшение капитальных вложений на бурение и снижение текущих издержек на эксплуатацию. Базой для сравнения при определении экономического эффекта от применения ОРЭ с целью сокращения числа скважин на разбуривание будут показатели разработки пластов самостоя-

тельными системами скважин. Этот подход должен применяться и при других видах одновременной раздельной эксплуатации (многорядные скважины, всех возможных модификаций).

Одновременная раздельная эксплуатация применяется в отдельных скважинах для разобщения обводненного и безводного пластов, эксплуатируемых совместно с целью ликвидации отрицательных последствий обводнения продукции скважины на работу безводного пласта. В этом случае как правило повышается дебит нефти по скважине. Базой для сравнения при определении экономического эффекта при этом будут индивидуальные экономические показатели эксплуатации отдельной скважины или группы скважин без применения оборудования для ОРЭ.

2.3. Определение годового экономического эффекта

Годовой экономический эффект от применения одновременно-раздельной эксплуатации определяется в соответствии с "Методикой (основными положениями) определения экономической эффективности использования в Народном Хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений" 1977 года и отраслевой методики определения экономической эффективности новой технологии и техники добычи нефти, утвержденной МНП. Годовой экономический эффект определяется при обосновании ОРЭ в проектах разработки, а также при фактическом внедрении (фактический эффект) и обосновании плана геолого-технических мероприятий.

В тех случаях, когда применение ОРЭ обеспечивает получение дополнительной добычи нефти (первая и вторая группы задач, решаемых с помощью ОРЭ) годовой экономический эффект определяется по формуле, учитывающей народно-хозяйственный эффект:

$$Э = (C_1 + \varepsilon K_1) Q_1 + (C_3 + \varepsilon K_3)_{\Delta} Q - (C_2 + \varepsilon K_2) Q_2 \qquad (6)$$

где C_I и C_2 – себестоимость добычи I т нефти без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, соответственно; K_I и K_2 – удельные капитальные вложения без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, соответственно; C_3 и K_3 – соответственно себестоимость и удельные капитальные вложения по месторождению (группе месторождений), замыкающему план развития отрасли; Q_I и Q_2 – годовая добыча нефти без применения и с применением ОРЭ, соответственно; ΔQ – дополнительная добыча нефти; E – нормативный коэффициент экономической эффективности (0,I5).

Показатели замыкающего месторождения определяются в отраслевой методике определения экономической эффективности и утверждаются МНП. Все другие показатели определяются для объекта внедрения (месторождение, пласт, группа скважин). В тех случаях, когда применение ОРЭ не связано с получением дополнительной нефти (например, разобщение обводненного и безводного пластов, эксплуатация двух пластов, совместная разработка которых невозможна или малоэффективна и др.) годовой экономический эффект определяется по формуле:

$$Э = [(C_1 + EK_1) - (C_2 + EK_2)]\,Q_2 \qquad (7)$$

В данном случае имеется в виду, что добыча нефти в объеме Q_2 может быть получена на данном месторождении и без применения ОРЭ только с другими материальными усилиями, например, при самостоятельном разбуривании одного из объектов (пластов).

2.9. Показатели, используемые для расчета экономического эффекта и принципы их определения

Капитальные вложения.

Капитальные вложения, необходимые для осуществления ОРЭ, связаны с приобретением специального оборудования и спуском его в скважину, дополнительным обустройством устьев скважин в зависимости от схемы ОРЭ, прокладкой дополнительных выкидных линий (в случае раздельного сбора обводненной и безводной нефти или нефти разных сортов, не подлежащих смешиванию).

При определении капитальных вложений учитывается стоимость оборудования для ОРЭ, и дополнительное поверхностное обустройство. Затраты, связанные со спуском оборудования в скважину и извлечением из скважин заменяемого оборудования в капитальные затраты не вклю-

чаются, так как эти работы должны проводиться за счет средств на текущий ремонт и включаться в себестоимость.

Стоимость извлеченного из скважин оборудования, применяемого раньше, исключается, так как передается для оборудования других скважин. Таким образом, учитывается разница в стоимости оборудования скважины при ОРЭ и заменяемого оборудования.

Полная сумма капитальных вложений в вариантах эксплуатации с ОРЭ и базисном, принятом для сравнения, складывается из стоимости всего комплекса обустройства, необходимого для нормальной эксплуатации скважин, включая стоимость скважин, их оборудования, системы сбора продукции, поддержания пластового давления, энергоснабжения и прочего обустройства, приходящегося на 1 скважину. К этим капитальным вложениям необходимо прибавить стоимость обустройства, зависящего от объема добываемой нефти (трубопроводы от групповых установок до сборных пунктов, сборные пункты и резервуарные парки с обустройством, установки по подготовке нефти), которые относятся на скважину пропорционально дебиту жидкости без применения ОРЭ. Имеется в виду, что применение ОРЭ не вызывает увеличения стоимости обустройства, зависящего от объема добычи, так как на промыслах всегда имеется резерв мощности по сбору, транспорту и подготовке нефти. В этих условиях увеличение добычи нефти (жидкости) будет способствовать повышению степени использования этих мощностей.

При обосновании применения ОРЭ в процессе проектирования может возникнуть необходимость бурения скважины увеличенного диаметра. Разница в стоимости скважины должна учитываться при расчете капитальных вложений путем поправочных коэффициентов на изменение конструкции скважины. Эти коэффициенты разрабатываются по данным смет на строительство скважин применительно к каждому нефтедобывающему району. По результатам определения капитальных вложений, приходящихся на одну эксплуатационную скважину, определяются удельные капитальные вложения на 1 т годовой добычи нефти из одной скважины, группы скважин, объекта эксплуатации в целом. Схема расчета удельных капитальных вложений, закладываемая в формулу расчета экономического эффекта,

представляется в виде следующей формулы:

$$K_y = \frac{K_б + K_о + K_в + K_{пл} + K_{сб} + K_п}{Q_п} \qquad (8)$$

где $K_б$ - стоимость скважины; $K_о$ - стоимость оборудования скважины, включая подземное и наземное с выкидными линиями до ГУ и стоимость ГУ; $K_в$ - стоимость обустройства системы ППД, приходящаяся на I эксплуатационную скважину, включая стоимость нагнетательных скважин; $K_{сб}$ - стоимость обустройства системы сбора продукции скважин, начиная от ГУ и включая сборные пункты и промысловые товарные нефтепарки, приходящаяся на I скважину.

$$K_{сб} = \frac{K'_{сб}}{Q_1} q_ж \qquad (9)$$

где $K'_{сб}$ - общая стоимость системы сбора; Q_1 - добыча жидкости без ОРЭ (базисный вариант); $q_ж$ - дебит скважины по жидкости (индивидуальный, средний по группе, средний по объекту эксплуатации); $K_п$ - стоимость объектов по подготовке нефти, приходящаяся на I скважину. Определяется аналогично (8); $K_{пр}$ - стоимость прочих объектов обустройства (пром.базы обслуживания, электроснабжение, связь и др.) на I скважину, руб.; $Q_н$ - годовая добыча нефти (из объекта, группы скважин, отдельной скважины) т.

Себестоимость.

Себестоимость добычи нефти - показатель, необходимый для расчета приведенных затрат при определении годового экономического эффекта от применения любых технических средств, технологических процессов и материалов, в том числе и от использования оборудования для ОРЭ и ОРВ. Себестоимость добычи нефти является показателем, характеризующим уровень эксплуатационных затрат на

добычу I т нефти.

Для определения годового экономического эффекта от использования ОРЭ и ОРЗ себестоимость рассчитывается для базисного варианта и варианта с применением ОРЭ и ОРЗ по объекту разработки, группе скважин или отдельной скважине, на которых внедряется оборудование ОРЭ и ОРЗ для решения тех или иных технологических задач.

Необходимые данные для расчета себестоимости берутся из материалов учета и отчетности (калькуляция себестоимости, расшифровка комплексных статей затрат). При обосновании ОРЭ в проектах разработки себестоимость рассчитывается по нормативам, используемым для этой цели, а при определении фактической эффективности в соответствии с "Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости нефти и газа", утвержденной приказом МНП № 558 от 6.II.1978 г.

2.I0. Определение экономического эффекта при использовании ОРЭ для регулирования процесса разработки многопластового нефтяного месторождения с целью интенсификации выработки одного из пластов

Оптимальный (заданный) режим работы каждого из пластов при эксплуатации их одной сеткой скважин может быть выполнен с помощью использования оборудования для одновременного раздельного отбора (ОРЭ) или закачки (ОРЗ) или и того и другого вместе.

Источником экономии в этих условиях будет уменьшение числа скважин на разбуривание месторождения (объекта разработки). В результате достигается экономия капитальных вложений на разбуривание месторождений и обустройство скважин, сокращение расходов на эксплуатацию.

За базовый вариант при определении экономического эф-

фекта в данном случае может быть принят вариант разработки каждого пласта многопластового месторождения самостоятельными сетками скважин. Технико-экономические показатели базового варианта технологии разработки устанавливаются на стадии проектирования технологической схемы разработки. На этой же стадии проводится обоснование возможности и целесообразности применения ОРЭ и ОРЗ для разработки месторождения.

Экономическая эффективность применения ОРЭ и ОРЗ проводится с использованием формулы приведенных затрат (формула 6).

Экономический эффект определяется как за основной срок разработки, так и по годам с учетом темпов ввода месторождения в разработку.

В дальнейшем при осуществлении проекта разработки, определяется фактический экономический эффект от применения ОРЭ и ОРЗ. Для этого базовые технико-экономические показатели, которые использовались при обосновании целесообразности применения ОРЭ и ОРЗ при проектировании корректируются с учетом фактического объема внедрения и сложившихся условий разработки. Расчет проводится как по формуле (9). Определение планируемого (фактического) снижения себестоимости (прирост прибыли) от внедрения ОРЭ проводится по формуле:

$$\Delta П = (Ц - C_2)Q_2 - (Ц - C_1)Q_1 \qquad (10)$$

где $\Delta П$ – дополнительная прибыль, получаемая от применения ОРЭ и ОРЗ, тыс.руб.; C_1 и C_2 – соответственно себестоимость добычи нефти без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, руб./т; Q_2 – товарная добыча нефти с применением ОРЭ, тыс.т;

Q_1 – товарная добыча нефти без применения ОРЭ, тыс.т; $Ц$ – – оптовая цена I т нефти, руб./т.

2.II. Определение экономической эффективности от использования ОРЭ с целью регулирования процесса эксплуатации для равномерной выработки пластов

Одновременная раздельная эксплуатация и закачка воды могут применяться для регулирования разработки объекта по пластам (равномерная выработка пластов, интенсификация одного из пластов). В этих случаях применение методов ОРЭ и ОРЗ направлено на повышение текущей добычи нефти. Экономия в этом случае получается в результате увеличения текущей добычи нефти как от интенсификации разработки, так и от предотвращения преждевременного обводнения скважин.

Экономическая эффективность такого вида регулирования должна определяться путем сопоставления технико-экономических показателей разработки объекта без регулирования, рассчитанных с учетом фактически сложившегося соотношения технологических и экономических показателей с фактическими технико-экономическими показателями.

Расчет экономического эффекта проводится по разности приведенных затрат (формула 9). Рассчитанный по формуле (9) экономический эффект представляет народнохозяйственный эффект от использования техники регулирования с помощью оборудования ОРЭ и ОРЗ.

2.I2. Определение экономической эффективности от использования одновременной раздельной эксплуатации с целью ограничения водопритока

Ограничение водопритока по одному из совместно разрабатываемых пластов или осуществление раздельного обора безводной и обводненной нефти с помощью оборудования для одновременной раздельной эксплуатации должно сопровождаться уменьшением добычи попутной воды.

При этом достигается экономия переменной части расходов таких статей затрат как: расходы по обору и транспорту нефти, технологическая подготовка нефти, расходов по нагнетанию воды в пласт.

При уменьшении добычи попутной воды в результате ограничении водопритока к скважинам с помощью оборудования ОРВ источником экономии является снижение затрат на обор и транспорт жидкости до технологических установок по подготовке нефти (в части переменных затрат) и кроме того снижаются затраты на подготовку нефти из-за уменьшения количества перерабатываемой жидкости и меньшего процента ее обводненности (также в части переменных затрат на подготовку нефти).

Уменьшение расходов по обору и транспорту нефти за счет снижения обводненности продукции или, что то же самое, за счет снижения добычи попутной воды может быть определено по формуле из "Инструкции по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа" М. 1974 г.

$$Э_з^{\circ} = \frac{Q_н^{\circ}(в_1 - в_2)}{(100 - в_1)(100 - в_2)} \; 100 \cdot З_б^{т} \qquad (11)$$

$Э_з^{\circ}$ – экономия затрат в связи с уменьшением добычи попутной воды, т.руб.; $в_1$ и $в_2$ – обводненность нефти соответственно

без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, в %; $З_б^т$ - переменные затраты по сбору и транспорту нефти, коп./т; $Q_н$ - добыча нефти из скважин, оборудованных под ОРЭ, т.

Уменьшение добычи попутной воды должно снизить объем технологической подготовки нефти, что связано с экономией переменных затрат по соответствующей статье расходов.

Экономия от уменьшения объема технологической подготовки нефти определяется по формуле:

$$Э_п^о = Q_ж^о \left(\frac{T_ж - T_п}{100} \right) З_б^п \qquad (12)$$

где $Э_п^о$ - экономия переменных затрат в связи с уменьшением поступления попутной воды на технологическую установку по подготовке нефти, руб.; $Q_ж^о$ - объем жидкости, подлежащей обработке после применения ОРЭ, т; $T_ж$ - уменьшение количества жидкости, подлежащей обработке на технологической установке после применения ОРЭ, в %; $T_п$ - темп прироста добычи нефти в результате ограничения водопритока с помощью ОРЭ, %; $З_б^п$ - переменные затраты по технологической подготовке нефти без применения ОРЭ, коп./т жидкости.

Если уменьшение добычи воды осуществляется в скважинах, эксплуатирующихся механизированным способом, то в расчете экономии необходимо учитывать снижение энергетических затрат на подъем жидкости. Экономия расходов на электроэнергию исходя из изменения удельного веса жидкости, добытой механизированным способом из скважин, оборудованных под ОРЭ для ограничения водопритока, в общей добыче жидкости по месторождению (пласту, объекту) по формуле:

$$Э_э^о = Q_ж \left(\frac{\gamma_2 - \gamma_1}{100} \right) З_б^э$$

(I3)

где $Э_э^о$ – экономия энергетических затрат; $Q_ж$ – добыча жидкости (общая) по пласту (объекту), т; γ_1 – удельный вес жидкости, добытой механизированным способом из скважин до перевода на ограничение водопритока с помощью ОРЭ, %; γ_2 – – удельный вес жидкости, добытой механизированным способом из скважин после проведения мероприятия по ограничению водопритока с помощью ОРЭ, %; $З_б^э$ – энергетические затраты по извлечению I т жидкости механизированным способом, коп.

Снижение добычи попутной воды в ряде случаев может уменьшить объем закачки, что обеспечивает экономию переменных затрат на нагнетание воды (расходы на воду, электроэнергию, расходы на подготовку воды). Экономия расходов определяется по формуле:

$$Э_з^о = З_п^з \cdot Q_в$$

где $З_п^з$ – переменные расходы по нагнетанию воды в пласт, руб./м^3; $Q_в$ – объем снижения добычи попутной воды, тыс.м^3.

Общая экономия от снижения добычи попутной воды в результате применения ОРЭ представляет собой сумму результатов по формулам (II,I2,I3).

Особенность расчета экономии от раздельного сбора безводной и обводненной нефти заключается в учете изменения затрат на технологическую подготовку нефти. Экономия может быть подсчитана по формуле (I3). Вместе с тем раздельный сбор обводненной и безводной нефти связан с дополнительными капитальными вложениями на прокладку дополнительных выкидных линий и нефтесборных сетей. Дополнительные капитальные вложения на создание этих коммуникаций должны в виде амортизации погашаться через себестоимость нефти. Поэтому из экономии от уменьшения объема работ по технологической подготовке нефти, рассчитанной по формуле (I2), необходимо вычесть амортизацию этих фондов.

2.18. Особенности определения экономической эффективности от использования одновременной раздельной эксплуатации для раздельного отбора нефтей с различными товарными качествами

В ряде случаев может возникнуть необходимость при эксплуатации месторождения осуществлять раздельный сбор нефтей с разными товарными качествами. Повышенные товарные качества, как правило, отражаются в цене на нефть. Поэтому раздельная добыча такой нефти должна отражаться на экономических результатах предприятия в виде дополнительной прибыли от нефти повышенного качества. Дополнительная прибыль определяется исходя из соотношения цен на основной объем добываемой нефти обычного качества и на нефть повышенного качества и объема добычи нефти повышенного качества по товарным ее свойствам (содержание особых масляных фракций, отсутствие серы и др.) по формуле

$$\Delta П_к = (Ц_к - Ц_о)\Delta Q_к \qquad (\text{IX})$$

где $\Delta П_к$ – дополнительная прибыль, т.руб.; $Ц_к$ – цена на нефть повышенного качества, руб./т; $Ц_о$ – цена на нефть обычного качества, руб./т; $\Delta Q_к$ – дополнительное количество нефти повышенного качества, тыс.т.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРИОБЩЕНИЮ К РАЗРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Как отмечалось в I.4. приобщение вышележащих горизонтов может играть существенную роль в повышении текущей добычи нефти, а в ряде случаев и повышении нефтеотдачи приобщаемого объекта, путем наиболее эффективного использования пробуренных на месторождении скважин.

Одним из основных текущих технологических показателей приобщения является дополнительный дебит скважины, то есть прирост текущего дебита, полученный за счет этого мероприятия.

Под приростом текущего дебита скважины понимается разность между дебитом скважины после проведения данного мероприятия и дебитом скважины до проведения мероприятия.

Дополнительный дебит скважины является исходным показателем для определения дополнительной добычи нефти за период оценки экономического эффекта. В зависимости от геолого-промысловых условий приобщенного пласта дополнительный дебит в тот или иной период будет меняться. Поэтому дополнительная добыча должна рассчитываться с учетом коэффициента изменения дебита во времени. Коэффициент изменения дебита определяется по фактическим данным эксплуатации или расчетным путем.

Если приобщаемый пласт уже находился в эксплуатации (случай уплотнения сетки скважин), то при определении дополнительного дебита скважины учитывается влияние (интерференция) окружающих скважин. Методика учета приведена в следующем параграфе.

8.I. Оценка технологических показателей

Пусть имеется многопластовый объект, эксплуатируемый системой скважин, причем будем считать процесс фильтрации в нем установившимся. Распределение давления в таком объекте соответствует определенной пьезометрической поверхности, которая может быть изображена или с помощью карты изобар, или с помощью профилей давления. Предположим, что одна из скважин, пробуренная на нижележащий (второй) горизонт, использована для приобщения к работе вышележащего (первого) горизонта. В результате дебит этой скважины возрастет. Если теперь предположить, что на всех скважинах забойное давление поддерживается постоянным, то дебиты всех остальных скважин первого горизонта уменьшатся, так как пластовое давление снизится.

Эффективность технологического мероприятия приобщения к работе первого горизонта можно оценить при помощи величины $\Delta q_{эн}$, равной разности между приростом дебита нефти по единичной скважине и суммой падения дебитов нефти по всем взаимодействующим с ней скважинам. Это так называемый текущий технологический эффект.

Величину $\Delta q_{эн}$ довольно трудно определить путем непосредственного измерения, так как новое значение дебита устанавливается не сразу, а в процессе длительного промежутка времени. Кроме того, в обычных условиях величина $\Delta q_{эн}$ соизмерима с погрешностью определения дебита объекта. По этим причинам ее обычно рассчитывают теоретически. Приближенную расчетную формулу для определения прироста текущего дебита по объекту вследствие увеличения дебита по одной из скважин можно полу-

чить из уравнений интерференции.

Общую систему уравнений интерференции применительно к рассматриваемому случаю можно записать в таком виде

$$a_{11} q_1 + a_{12} Q_2 = \Delta P_1$$
$$a_{21} q_2 + a_{22} Q_2 = \Delta P_2 \qquad (15)$$

где q_1 – дебит скважины до проведения мероприятия по увеличению производительности; Q_2 – суммарный дебит жидкости всех остальных скважин приобщенного к эксплуатации объекта; ΔP_I и ΔP_2 – перепады давления между контуром питания и забоями скважин; a_{ij} – коэффициенты взаимодействия единичной скважины со всеми остальными скважинами. В теории фильтрации показано, что

$$a_{12} = a_{21} \qquad (16)$$

Заменим всю многоскважинную систему, взаимодействующую с рассматриваемой скважиной, условной скважиной, которую будем характеризовать дебитом Q_2.

До момента подключения к работе первого горизонта рассматриваемая скважина имела дебит, обусловленный только нижележащим горизонтом, поэтому в уравнениях (I5) можно положить $q_1 = 0$, $\Delta P_I = \Delta P_{Im}$, где ΔP_{Im} – перепад между приведенным давлением на контуре питания и пластовым давлением в том месте первого горизонта, где расположена рассматриваемая скважина. В результате получим

$$a_{12} Q_2 = \Delta P_{Im}; \quad a_{22} Q_2 = \Delta P_2 \qquad (17)$$

Из этих соотношений с использованием (I6) можно получить

$$\frac{a_{12}}{a_{22}} = \frac{\Delta P_{1пл}}{\Delta P_2} \qquad (18)$$

Текущий технологический эффект определяется соотношением

$$\Delta Q_{эн} = \Delta Q_{1н} + \Delta Q_{2н} \qquad (19)$$

где, $\Delta Q_{1н}$ – прирост нефти рассматриваемой скважины (в данном случае он просто равен дебиту нефти $\Delta Q_{1н} = Q_{1н}$, так как до момента приобщения скважина первый горизонт не вскрывала); $\Delta Q_{2н}$ – прирост нефти условной скважины.

Величину $\Delta Q_{2н}$ можно приближенно определить по содержанию нефти в добываемой жидкости δ и приросту дебита жидкости условной скважины в результате проведенного технологического мероприятия

$$\Delta Q_{2н} = \Delta Q_2 \delta \qquad (20)$$

Запишем теперь уравнения интерференции (15) для промежутка времени после проведения технологического мероприятия

$$\begin{aligned} a_{11} Q_1 + a_{12} Q'_2 &= \Delta P_1 \\ a_{21} Q_1 + a_{22} Q'_2 &= \Delta P_2 \end{aligned} \qquad (21)$$

Вычитая из второго уравнения (21) второе уравнение (15), и используя соотношение (18), получим выражение для прироста дебита жидкости условной скважины

$$Q'_2 - Q_2 = \Delta Q_2 = -Q_1 \frac{\Delta P_{1пл}}{\Delta P_2} \qquad (22)$$

С использованием формул (20) и (22) находим прирост дебита нефти условной скважины

$$\Delta Q_{2н} \approx -Q_1 \frac{\Delta P_{1пл}}{\Delta P_2} \qquad (23)$$

и из (I9) определяем текущий технологический эффект

$$\Delta q_{эн} = \alpha q_{1н} \qquad (24)$$

где

$$\alpha = I - \frac{q_1}{q_{1н}} \cdot \frac{\Delta P_{1пл}}{\Delta P_2} \qquad (25)$$

Величина α называется коэффициентом эффективности, так как она прямо показывает, во сколько раз прирост дебита нефти по объекту, обусловленный мероприятием приобщения к разработке первого горизонта, отличается от дебита нефти рассматриваемой скважины.

Для объектов с общей обводненностью продукции до I0% прирост суммарного дебита может быть определен по формуле (24), но с более простым выражением для α. Полагая $q_{1н} \approx q_1$ и $\delta = I$, получим

$$\alpha = I - \frac{\Delta P_{1пл}}{\Delta P_2} \qquad (26)$$

Все величины, входящие в формулы (25) и (26) могут быть определены до проведения мероприятия приобщения к работе первого горизонта. К этим величинам относятся перепады давления $\Delta P_{1пл}$, ΔP_2 между контуром питания и забоями рассматриваемой и условной скважин, а также дебиты нефти и жидкости ($q_{1н}$ и q_1), обусловленные перфорацией скважины на вышележащие горизонты. Для их приближенной оценки можно воспользоваться "Руководством по определению технологической и экономической эффективности мероприятий по увеличению производительности скважин", ВНИИ, М., I972.

Пример. Определить коэффициент эффективности и текущий технологический эффект скважины № I некоторого гипотетического

двухпластового месторождения, состоящего из вышележащего пласта А и нижележащего - Б, если известно, что в скважине эксплуатировался пласт Б с дебитом 50 т/сут., а после приобщения пласта суммарный дебит составил 80 т/сут., т.е. дебит скважины увеличился на 30 т/сутки. По карте изобар определяется пластовое давление в точке пласта А, где пробурена скважина № I (условная скважина). Предположим, что оно равно $P_{Iпл.}$ = I05 атм. Допустим далее, что в окрестности этой точки пласт дренируется тремя скважинами №№ 2, 3 и 4 с забойными давлениями соответственно 82,I; 60 и 98 атм.

Решение: I. По карте изобар определяем по двум точкам давление на контуре питания

$$P_к = \frac{I}{2}(I23 + I25) = I24 \text{ атм.}$$

2. Определяем давление на забое условной скважины

$$P_к = \frac{82,I + 60 + 98}{3} = 78,5 \text{ атм}$$

3. Определяем перепады давлений между контуром питания и забоями скважины № I и условной скважины

$$P_{Iпл.} = P_к - P_{пл.} = I24 - I05 = I9 \text{ атм}$$

$$P_2 = P_к - P = I24 - 78,5 = 45,5 \text{ атм.}$$

4. Определяем коэффициент эффективности скважины

$$\alpha = I - \frac{\Delta P_{Iпл}}{\Delta P_2} = I - \frac{I9}{45,5} = 0,58$$

5. Определяем прирост текущего дебита жидкости по объекту в целом, обусловленный приобщением к разработке пласта А в скважине № I (текущий технологический эффект рас-

сматриваемого мероприятия).

$$q_{19} = \alpha q_1 = 0{,}58 \cdot 80 = 17{,}4 \text{ т/сут.}$$

8.2. Определение экономической эффективности приобщения пластов

Приобщение вышележащих горизонтов, как правило, не носит массового характера, вместе с тем может играть существенную роль в повышении текущей добычи нефти, наиболее эффективного использования пробуренных на месторождении скважин и наиболее полном использовании запасов нефти.

Экономическим результатом применения ОРЭ и ОРЗ, как правило, является увеличение дебитов скважин и получение дополнительной добычи нефти и, как следствие этого, экономия текущих и капитальных затрат. Экономия капитальных затрат обусловлена высвобождением предназначенных согласно плану развития добычи нефти средств на разбуривание вышележащих объектов или уплотнение сетки скважин на эти объекты (пласты).

Экономия эксплуатационных затрат в результате приобщения объектов с помощью ОРЭ и ОРЗ, получается от относительного снижения себестоимости добычи нефти по группе скважин, участвующих в осуществлении процесса по сравнению с себестоимостью добычи нефти без внедрения ОРЭ и ОРЗ (без приобще...я) с учетом ожидаемых изменений процесса добычи нефти.

Годовой экономический эффект от применения ОРЭ и ОРЗ для приобщения продуктивных объектов определяется экономией приведенных затрат по формуле (6).

Правомерность использования данной формулы расчета годового экономического эффекта можно объяснить следующими обстоятельствами.

Приобщение верхних продуктивных горизонтов осуществляется, как правило, на уже разрабатываемых месторождениях, и данное мероприятие рассматривается с точки зрения увеличения дебитов пробуренного фонда скважин. Практика показывает также, что приобщение проводится в скважинах с невысокими дебитами, а приобщение рассматривается как резерв увеличения дебита. Приобщению обычно подлежат продуктивные пласты, самостоятельная разработка которых малоэффективна. Учитывая изложенное, приобщение с помощью ОРЭ и ОРЗ следует рассматривать как мероприятие, направленное на улучшение использования действующих производственных фондов.

Следует остановиться на особенности определения исходных данных для расчета экономического эффекта от применения оборудования ОРЭ и ОРЗ с целью приобщения вышележащих продуктивных горизонтов.

Себестоимость нефти без применения оборудования ОРЭ и ОРЗ (C_I) является базовой в формуле расчета экономического эффекта и выражает состояние экономики периода, предшествующего применению оборудования или для периода, в котором применяется оборудование, но за вычетом дополнительных затрат, связанных с эксплуатацией скважин, оборудованных под ОРЭ и ОРЗ, а также переменных затрат, связанных с дополнительной добычей нефти от ОРЭ (энергия на подъем жидкости, сбор и перекачка нефти, подготовка нефти).

Затраты, связанные с эксплуатацией скважин, оборудованных под ОРЭ и ОРЗ, отличаются от обычных скважин дополнительными расходами на амортизацию специализированного оборудования, затратами на текущий ремонт. Эти дополнительные расходы будучи прибавленными к переменным затратам, связанным с добычей до-

полнительной нефти определяют себестоимость (C_2) в формуле расчета экономического эффекта (9). Дополнительные удельные капитальные вложения (ΔK) на оборудование скважин под ОРЭ и ОРЭ складываются из стоимости специализированного оборудования (ОРЭ и ОРЭ), затрат на дополнительное оборудование устья скважин и определяются по прейскурантным ценам. Стоимость монтажа подземного оборудования учитывает капитальные вложения. Дополнительным показателем экономической эффективности применения ОРЭ и ОРЭ является прирост прибыли от дополнительной добычи нефти (хозрасчетный эффект). Этот показатель определяется исходя из действующих цен предприятия на нефть, себестоимости 1 т дополнительной нефти и ее количества, полученного в данном году.

$$\Delta П = (Ц - С) \quad \Delta Q_н \qquad (27)$$

С - себестоимость дополнительной нефти, руб./т.

Определяется также срок окупаемости дополнительных капитальных вложений. Срок окупаемости определяется через снижение себестоимости дополнительной нефти.

Приобщение объектов для нагнетания воды увеличивает объем нагнетания воды и способствует наиболее полному извлечению нефти из приобщаемых объектов.

Источником экономии в данном случае является снижение себестоимости закачиваемой воды в приобщаемые пласты.

Себестоимость закачки воды будет складываться из затрат на забор и перекачку дополнительной воды и перекачку ее на кустовую насосную станцию, производящую закачку в нагнетательные скважины (стоимости перекачки морской воды) и переменных затрат по нагнетанию.

В качестве базовой себестоимости при определении эконо-

мического эффекта принимается себестоимость закачки до приобщения объектов или расчетную себестоимость без закачки в приобщенные пласты. Последняя определяется полными затратами на закачку в условиях приобщения пластов без учета переменных затрат на дополнительную закачку в приобщенные пласты.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ РЕШЕНИИ ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

4.I. Основные виды технических задач

Оборудование, предназначенное для одновременного раздельного отбора нефти и газа и раздельной закачки воды, включающее параллельные или концентрические колонны насосно-компрессорных труб, разобщающий пакер, циркуляционный клапан и забойные регулирующие устройства, может быть использовано для решения ряда технологических задач с целью улучшения технико-экономических показателей подъема жидкости как в обычных, так и в осложненных условиях эксплуатации.

С помощью этого оборудования могут быть решены технологические задачи по оптимизации использования в скважине пластовой энергии, энергии расширяющегося газа, энергии тепла глубинных термальных вод и т.д. Сюда могут быть отнесены технологические задачи, связанные со способами подъема жидкости из скважин, раздельным отбором нефти и воды из обводненного пласта, проведением гидродинамических исследований пластов, а также отключение из разработки обводнившихся пластов.

В качестве примера можно рассмотреть известные в нефтепромысловой практике случаи использования оборудования ОРЭ.

Оборудование ОРЭ применяется с целью использования природных источников сжатого газа для подъема жидкости из нефтяного пласта внутрискважинным газлифтом (ВСГ). Для осуществления ВСГ чаще всего применяется одна колонна лифтовых труб, пакер для изоляции верхнего пласта от затрубного пространства, разобщаю-

ций межпластовый пакер и забойный штуцер, через который в подъемную колонну вводится заданный объем газа, отбираемый непосредственно из газового пласта. При выборе технологической схемы ВСГ учитываются геологические условия и технологические параметры разработки месторождений. ВСГ осуществляется на месторождениях Западной Сибири, Туркмении, Саратовской и Волгоградской областях.

Схема оборудования ОРЭ "отбор газа из газового пласта - - отбор нефти с помощью ВСГ" используется для комбинированного отбора нефти и газа из соответствующих пластов в одной скважине. При этом способе эксплуатации в скважине устанавливаются две колонны насосно-компрессорных труб для раздельного транспортирования на поверхность газа и нефти по самостоятельным каналам. В ряде случаев в качестве канала для отбора нефти (или газа) используется затрубное пространство. Как и во всех схемах подземного оборудования ОРЭ с применением ВСГ, в скважине устанавливаются два пакера: верхний, разделительный и нижний, разобщающий пласты друг от друга.

Оборудование ОРЭ может быть использовано для перепуска воды из высоконапорного водоносного пласта в нефтяной пласт непосредственно в скважине, т.е. внутрискважинная закачка (ВСЗ) для поддержания пластового давления. Принудительная внутрискважинная перекачка воды из одного пласта в другой осуществляется с помощью электроцентробежного или штангового насоса. Подземное оснащение скважины, предназначенной для ВСЗ, включает колонну насосно-компрессорных труб, муфту перекрестного потока и разобщающий межпластовый пакер. Опытные установки ВСЗ применялись в Западной Сибири.

Имели место случаи отключения пакерами из разработки од-

вого из обводнившихся пластов (водоизоляция). При вскрытии перфорацией общим фильтром нескольких пластов и эксплуатации их совместно в случае полного обводнения одного из пластов отключение его из разработки и разобщение в скважине от других пластов может быть достигнуто с помощью пакерного оборудования. В скважине устанавливается одна или две колонны насосно-компрессорных труб и разобщающий пакер, который приводится в рабочее положение (запакеровку) в случае необходимости разобщения пластов.

При однорядной схеме применяется один или два пакера, в зависимости от числа эксплуатируемых пластов. Наиболее эффективно достигается отключение пластов пакерами последовательно снизу вверх. Наиболее сложно проводить изоляцию пакерами промежуточных пластов. Пакерное оборудование с целью водоизоляции и отключения одного из пластов применялось в объединении "Татнефть".

В практике эксплуатации многопластовых месторождений имеются и другие случаи использования оборудования ОРЭ.

4.2. Определение экономических показателей

Использование оборудования ОРЭ и ОРЗ для решения отдельных технологических задач должно подвергаться специальной технико-экономической оценке.

Принципиально экономическая оценка целесообразности использования оборудования ОРЭ и ОРЗ в этих случаях проводится в соответствии с "Методическими указаниями (основными положениями) определения экономической эффективности новой техники, внедряемой в Народном хозяйстве 1977 г.". Особую задачу при этом предстоит решить по вы-

бору базы сравнения и определения исходных данных для расчета экономических показателей (капитальных вложений и эксплуатационных затрат).

Эта группа задач связана с возможностью использования эксплуатационных и нагнетательных скважин одновременно для различных технологических целей (внутрискважинный газлифт, добыча термальной воды с одновременным подогревом нефти, осуществление в одной скважине схемы эксплуатации нагнетание - отбор).

При использовании оборудования ОРЭ и ОРЭ для указанных целей будут следующие источники экономии.

По капитальным вложениям.

Осуществление внутрискважинного газлифта исключает бурение скважин на газовые горизонты с целью добычи газа высокого давления, отпадает необходимость прокладки газопроводов для подачи газа к эксплуатационным скважинам и строительства газораспределительных устройств, отпадает необходимость оборудования устья скважин под газлифтную эксплуатацию.

По эксплуатационным затратам.

Внутрискважинный газлифт исключает расходы на добычу газа, транспорт его до эксплуатационных скважин, обслуживание распределительной газовой сети.

Указанные источники экономии должны учитываться при определении экономического эффекта от внутрискважинного газлифта.

Применение подземного оборудования для одновременной добычи термальной воды и нефти с целью подогрева лифтовых труб является перспективным способом эксплуатации. Установить экономические преимущества этого способа на данном этапе проработки представляет определенные трудности. Данная проблема должна

рассматриваться в комплексе с другими вопросами организации поддержания пластовой температуры.

Использование оборудования по схеме отбор-закачка практически всегда экономически может быть оправдано, поскольку в этой схеме заложено важное преимущество - совмещение в одной скважине двух различных функций - эксплуатации и нагнетания. Источником экономии капитальных вложений от применения данной схемы оборудования является исключение из бурения одной скважины (эксплуатационной или нагнетательной) и ее подземного оборудования.

Экономия эксплуатационных затрат обусловлена уменьшением суммы амортизации скважин на добычу нефти и нагнетание воды. При рассмотрении конкретных вопросов определения экономической эффективности применения ОРЭ и ОРЗ для решения данной группы задач эксплуатационные затраты могут уточняться и дополняться с учетом конкретных условий разработки нефтяных месторождений.

5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Обоснование необходимости применения одновременной раздельной эксплуатации и закачки воды на новых многопластовых месторождениях должно проводиться при составлении технологической схемы или проекта разработки.

Одним из основных путей снижения капитальных вложений при разработке многопластовых нефтяных и газовых месторождений является научно-обоснованное выделение в продуктивном разрезе эксплуатационных объектов, которые могут быть представлены одним или несколькими пластами, разрабатываемыми самостоятельной сеткой скважин. Выделение эксплуатационных объектов является сложной проблемой из-за трудностей, связанных с практическим осуществлением контроля и регулирования процесса разработки многопластового объекта. Одним из средств в значительной мере, способствующих устранению этих трудностей является одновременная раздельная эксплуатация.

Выделение эксплуатационных объектов проводится при проектировании системы разработки месторождений. При этом рассматриваются возможные варианты объединения пластов в объекты для совместной их эксплуатации с применением одновременной раздельной эксплуатации. В вариантах с применением ОРЭ решаются задачи первой группы (I.8), предусматривающие интенсификацию разработки месторождения, увеличение нефтеотдачи, снижение металлоемкости и капиталоемкости.

Способы одновременной раздельной эксплуатации и закачки воды были предусмотрены в проектах разработки ряда ме-

сторождений СССР: Долина, Усть-Балыкское, Узень и др. Широко используются эти методы и при разработке многопластовых месторождений за рубежом: США, Мексика и др.

Опыт применения оборудования ОРЭ на промыслах показывает, что эффективность системы разработки с ОРЭ зависит от правильного выбора эксплуатационного объекта.

Научно-обоснованное выделение эксплуатационных объектов, в том числе и в вариантах с применением ОРЭ, должно проводиться комплексным путем - на основании геологических, гидродинамических и экономических исследований.

При геологических исследованиях вопроса, которые выполняются в первую очередь, рассматриваются факторы, определяющие геолого-промысловую характеристику разреза месторождения и свойства пластовых флюидов. Выясняется выдержанность пластов и глинистых непроницаемых прослоев по площади, соотношение средних значений мощности, прерывистость и линзовидность пластов.

Определяются и анализируются коллекторские свойства пластов (проницаемость, пористость, пьезопроводность, гидропроводность и т.д.) и свойства нефтей и газов в пластовых условиях (вязкость, давление насыщения, растворимость, содержание парафина и т.д.). Эти данные используются в последующем при проведении гидродинамических расчетов с целью определения характера выработки пластов (продвижения контуров нефтеносности и т.д.). Методы раздельного нагнетания и раздельной эксплуатации с помощью технических средств (ОРЭ) позволяют осуществлять согласованное продвижение контуров нефтеносности в пластах с различной проницаемостью. Однако многократная разница в проницаемости пластов может привести к выводу о нецелесообразности совмещения их в один объект даже с применением ОРЭ. Решающее влияние на

совмещение пластов оказывают свойства нефтей и газов. Они влияют не только на характер фильтрации, но и на возможность получения оптимальных условий эксплуатации каждого пласта при совместной эксплуатации.

Технологические показатели эксплуатации оцениваются гидродинамическими расчетами и используются для определения необходимости применения метода ОРЭ с целью создания оптимальных условий работы каждого из совмещаемых пластов в отдельности. Здесь не учитывается и возможность смешивания нефтей различных пластов.

Определенное значение при выделении эксплуатационных объектов имеет расположение ВНК по пластам, особенно на месторождениях с тонкослоистым разрезом и крутым залеганием пластов. В этих условиях различное положение ВНК может значительно сократить возможность укрупнения эксплуатационного объекта.

Рассматриваются энергетические ресурсы пластов и возможные изменения режимов их работы в результате воздействия на них. При этом оценивается возможность совместной достаточно продолжительной эксплуатации пластов на режиме истощения или напорном режиме. Следует иметь в виду, что лучший результат достигается при совмещении пластов с одинаковыми режимами работы, так как в этом случае в значительной степени облегчается работа с фондом скважин при переводе их с одного режима работы на другой и при осуществлении контроля и регулирования разработки.

При формировании эксплуатационных объектов учитывается и величина запасов нефти в совмещаемых пластах. Выбранный объект должен содержать запасы нефти, разработка которых самостоятельной сеткой скважин обеспечивает улучшение технико-экономических показателей добычи нефти.

В результате анализа геологических параметров пластов делается предварительный вывод о возможности и целесообразности совмещения их в один эксплуатационный объект. Затем проводятся гидродинамические исследования по установлению технологических показателей выделенного эксплуатационного объекта при совместной работе пластов и при раздельной эксплуатации.

Определяются для анализа следующие основные технологические параметры: а) продуктивность каждого пласта и долевое участие его при совместной эксплуатации; б) динамика обводненности по пластам; в) оптимальные значения депрессий на забое; г) нефтеотдача; д) равномерность выработки; е) возможность регулирования работы каждого пласта.

Значения технологических параметров определяются по методике Ю.П. Борисова с учетом неоднородности и прерывистости пласта, соотношений вязкости и других параметров жидкости, а также непоршневого вытеснения нефти рабочими агентами (водой, газом, паром и т.д.) при различных граничных условиях эксплуатации и формах залежи.

Расчеты выполняются как при заданной нефтеотдаче, так и пр. заданной предельной обводненности при отключении скважин.

Выделение эксплуатационных объектов завершается экономическим анализом вариантов. При анализе сравниваются технико-экономические и технологические показатели рассмотренных вариантов и выявляется экономически наиболее эффективный.

6. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

6.I. Рекомендации по выбору скважин и технологии проводки

После изучения геологического строения месторождения, условий эксплуатации пластов и проведения оценочных технико-экономических расчетов определяется площадь или месторождение в целом, на которых необходимо применение метода одновременной раздельной эксплуатации. Затем на данном участке проводится дополнительный анализ скважин с целью выявления возможности перевода их под одновременную раздельную добычу нефти или закачку воды.

Выбор скважин производится с учетом обеспечения наиболее благоприятных условий установки оборудования, обеспечения технологии одновременной раздельной эксплуатации. Поэтому из общего числа выбранных скважин исключаются: а) скважины, в которых по условиям разработки данного участка нет необходимости осуществлять раздельный отбор или раздельную закачку; б) скважины, не удовлетворяющие общим техническим требованиям раздельной эксплуатации; в) скважины, не удовлетворяющие дополнительным требованиям, связанным с особенностями существующего оборудования для одновременной раздельной эксплуатации или закачки.

Не следует выбирать под раздельный отбор при использовании установок типа "тандем" скважины с резкой разницей предполагаемых дебитов или очень низкими дебитами разделяемых пластов. (Временная инструкция по одновременной раздельной закачке воды в несколько пластов через одну скважину. ТатНИПИнефть, Бугульма, 1968. Временная инструкция по одновре-

менному раздельному отбору нефти из нескольких пластов одной сеткой скважин. ТатНИПИнефть, Бугульма, 1969).

Особое внимание уделяется проверке технического состояния скважин. Целью проверки технического состояния скважины является исключение неудачных попыток или аварий при переводе скважин под ОРЗ или ОРЗ. Для этого необходимо обследовать эксплуатационную колонну шаблоном с целью выявления дефектов в ней (смятие, отвод, порыв, наличие заусениц в интервале перфорации и т.д.) или уменьшение диаметра скважин вследствии отложения на ее стенках солей, парафина и др.

Длина шаблона зависит от типа оборудования, но должна быть не менее 2 м. Диаметр шаблона должен быть на 2-3 мм больше максимального диаметра оборудования, подлежащего спуску в эту скважину.

При обнаружении дефектов колонны необходимо провести работы по их устранению (проработать райбером, провести изоляционные работы, очистить стенки скважины от отложений солей и парафина).

Для достижения герметичного разобщения горизонтов, подлежащих переводу на раздельную эксплуатацию или закачку, особое внимание следует уделять подготовке места посадки пакеров, для чего необходимо зачистить место установки пакеров с тем, чтобы уплотняющие элементы в процессе распакеровки плотно прилегали к стенкам скважины.

После проведения указанных работ желательно повторно прошаблонировать колонну, чтобы убедиться в ее исправности и отсутствии каких-либо отложений на ее стенках.

Далее необходимо убедиться в исправности заколонной цементной перемычки, для чего нужно опрессовать ее с помощью оп-

рессовочных пакеров типа ОП-5" или ОП-6". Для обычных условий цементирования скважин перепад давления на I метр цементной перемычки между разобщаемыми пластами не должен превышать 20кГ/см^2. Цементное кольцо должно быть качественным и предотвращать перетоки из одного пласта в другой при максимально ожидаемых перепадах давления.

При отсутствии перетоков между пластами следует считать эксплуатационную колонну технически исправной. Можно переходить к пластовым исследованиям и спуску оборудования.

Перед пуском оборудования скважину необходимо промыть с целью удаления с забоя скважины грязи и ржавчины, осевших при очистке стенок скважины. В процессе промывки забойное давление не должно превышать пластовое. Если ожидается значительное поглощение промывочной жидкости, то перед промывкой лучше интервалы перфорации перекрыть песчаной пробкой, которая вымывается после полной отмывки со стенок колонны парафина, ржавчины и т.д.

Исключительно важное значение для успешного применения метода ОРЭ или ОРЗ приобретает качество цементной перемычки между пластами, подлежащими разобщению в скважине. Межпластовое цементное кольцо за обсадной колонной должно быть качественным, обеспечивающим отсутствие перетоков между продуктивными пластами. Поэтому цементаж скважин, предназначенных для ОРЭ, необходимо проводить с использованием новейших достижений техники и технологии в этой области, в частности с использованием новых растворов с высокими тампонирующими свойствами, комбинированных буферных жидкостей и пакерных устройств в эксплуатационных колоннах.

Обсадная колонна труб должна быть исправной и герметичной,

толщина стенок труб колонны должна быть соразмерной. При выборе диаметра обсадных труб необходимо учитывать конкретные условия месторождения - количество подлежащих разделению пластов, предполагаемые дебиты, качество добываемых жидкостей из этих пластов, предполагаемый способ длительной эксплуатации и тип оборудования, которым предстоит осуществить ОРЭ или ОРВ в этой скважине.

В скважинах, предназначенных для внедрения метода, следует применять поэтапное вскрытие, освоение и пробную эксплуатацию пластов. На первом этапе должны быть вскрыты и освоены нижние пласты. Вскрытие пластов осуществляется кумулятивным или гидропескоструйным способами. Освоение осуществляется обычным способом. Если вскрытые пласты имеют низкие коэффициенты продуктивности, проводят соответствующую обработку призабойной зоны. Эти работы проводят без применения специального оборудования, которое было бы необходимо при одновременном вскрытии всех пластов. Завершением первого этапа работ является пробная эксплуатация пласта, которая позволит получить эксплуатационную характеристику и установить рациональный режим его эксплуатации. Опробованный пласт перекрывают песчаной пробкой или пакером. Аналогично проводят работы на вышележащие пласты.

В нагнетательных скважинах первым под закачку воды вводится малопроницаемый пласт, при этом последующее подключение под закачку воды пласта с более высокой проницаемостью не оказывает существенного влияния на приемистость малопроницаемых пластов.

6.2. Рекомендации по выбору оборудования

Оборудование одновременной раздельной эксплуатации должно

отвечать следующим основным требованиям:

I) обеспечивать одновременный раздельный отбор нефти (жидкости) в количествах, предусмотренных технологическими режимами в соответствии с процессом рациональной разработки месторождений;

2) позволять раздельное регулирование отборов жидкости каждого пласта;

3) обеспечивать возможность проведения комплекса исследований по каждому пласту в отдельности (замер дебитов, забойных давлений на различных режимах, отбор проб добываемой жидкости);

4) обеспечивать надежную герметичность разобщаемых пластов при заданных перепадах забойных давлений;

5) при необходимости должен быть предусмотрен отвод подпакерного газа;

6) удовлетворять специфическим условиям раздельной эксплуатации конкретного месторождения (количество требующих разделения пластов, способ эксплуатации каждого из них, борьба с парафином, песком, возможность смешения добываемых жидкостей, агрессивность среды, ее температуры и т.д.);

7) позволять раздельное и совместное освоение пластов, циркуляцию жидкости для глушения скважин и промывки надпакерной зоны;

8) желательно, чтобы подъем насосов осуществлялся без подъема пакера;

9) должна быть предусмотрена возможность опрессовки пакера;

I0) оборудование должно быть надежно в работе.

Кроме того, оборудование должно быть простым по конструк-

ции и в обслуживании, иметь минимально возможную металлоемкость.

При выборе оборудования необходимо установить:

а) режим эксплуатации каждого из разделяемых горизонтов (рекомендуемые дебиты, пластовые и забойные давления);

б) состав и свойства добываемой жидкости;

в) возможность смешения жидкостей каждого пласта;

г) соответствие возможностей существующего оборудования специфическим особенностям раздельной эксплуатации данного месторождения;

д) экономическую целесообразность применения того или иного типа оборудования.

После выбора типов и размеров оборудования проводится техническое оснащение скважин.

6.3. Рекомендации по исследованию скважин

Исследования скважин до перевода на ОРЭ или ОРЗ проводятся с целью уточнения гидродинамических параметров эксплуатационных объектов, определения доли участия каждого из них в суммарной добыче нефти или закачке воды. На основе этих исследований производится выбор схемы и типа специального оборудования, а также устанавливается режим отбора нефти или нагнетания воды по каждому объекту.

Скважину, где вскрыто несколько пластов, можно до перевода исследовать двумя путями:

Первый - заключается в том, что пласты в скважине изолируют друг от друга с помощью пакеров, песчаных или цементных пробок (перемычек) и затем каждый пласт исследуют отдельно.

Этот способ имеет ряд недостатков, к которым относится необходимость проведения дополнительных работ по изоляции пластов друг от друга, трудность проведения исследований промежуточных пластов (при ЭРЭ более чем двух горизонтов), а при разобщении объектов с помощью пакеров необходимо применять малогабаритные приборы из-за малого диаметра подъемных труб. Это особенно будет ощущаться при разобщении трех и более пластов.

Поэтому рекомендуется другой метод исследования многопластовых коллекторов - метод установившихся и неустановившихся отборов. (Кузьмин В.М., Степанов В.П. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов. ВНИИ, М., 1972). Исследования этим методом проводятся до разобщения объектов. Для этого необходимо снять кривую восстановления давления и построить по каждому пласту индикаторную диаграмму притока. При интерпретации кривой восстановления давления (определении гидропроводности) учитывается не дебит скважины в целом, а дебит отдельного пласта, с учетом возможного перетока жидкости между пластами.

Последовательность исследования скважины следующая:

I. Глубинным дебитомером (расходомером) снимаются профили притока жидкости в скважину для каждого пласта не менее чем на трех установившихся режимах эксплуатации.

2. На каждом режиме замеряется забойное и пластовое давление.

3. На одном из режимов снимается кривая восстановления давления.

По профильным кривым притока определяются дебиты отдельных пластов на различных режимах эксплуатации и в координатах

P , Q строятся индикаторные диаграммы притока по каждому отдельному пласту и по скважине в целом. По индикаторным кривым определяются пластовые давления каждого отдельного пласта и перетоки q_n между пластами.

Пластовое давление характеризуется точкой пересечения индикаторной линии с осью давления. Для получения величины перетока нужно провести горизонтальную линию через точку на оси давления, соответствующую пластовому давлению, до пересечения с индикаторной линией соответствующего пласта. Полученные отрезки в масштабе оси дебита и дадут величину перетока.

Если отрезок лежит справа от оси давления, то переток положительный (жидкость поступает из пласта), если отрезок лежит слева от оси давления, то переток отрицательный (пласт поглощает жидкость). Перетоки q_n могут быть определены и по формуле $q_n = K(P - P_n)$, где K_n - коэффициент продуктивности n-го пласта; P - пластовое давление в скважине; P_n - пластовое давление n-го пласта.

При точной интерпретации сумма значений положительных и отрицательных перетоков должна равняться нулю.

По полученным значениям перетоков уточняется количество жидкости Q'_n , на которое изменился дебит Q_n каждого пласта в результате изменения режима работы скважины для снятия кривой восстановления давления.

$$Q'_n = Q_n \pm q_n . \qquad (28)$$

Значение перетока q_n берется с плюсом, если переток отрицательный (пласт поглощает), и с минусом, если переток положительный (жидкость поступает из пласта).

Кривая восстановления давления обрабатывается методом

без учета притока и строится в координатах P , lgt . По графику определяется тангенс угла наклона кривой i .

Гидропроводность пластов определяется по формулам

$$\mathcal{E}_1 = \frac{Q'_1}{4\pi i};\ \mathcal{E}_2 = \frac{Q'_2}{4\pi i};\ \dots;\ \mathcal{E}_n = \frac{Q'_n}{4\pi i} \qquad (29)$$

где $Q'_{1,2,\dots,n}$ - количество жидкости в пластовых условиях, на которое изменился дебит каждого пласта в результате изменения режима работы скважины для снятия кривой восстановления давления, $см^3/сек$.

Приведенный радиус скважины, пьезопроводность и другие параметры оцениваются обычным способом.

Величины перетоков между пластами возможно замерять непосредственно глубинными дебитомерами (расходомерами), но для этих измерений необходимы приборы высокой чувствительности (дебитомеры типа "Поток-4" - ВНИИ). Недостаточная чувствительность может привести к большим погрешностям. Следует также отметить, что время исследования после остановки скважины должно быть достаточным для стабилизации перетока между пластами.

Можно считать, что практически переток стабилизируется ко времени выхода кривой восстановления давления на прямолинейный участок, близкий к асимптоте.

Кроме исследования коллекторских параметров пластов до перевода на раздельную эксплуатацию необходимо:

а) установить границу водо-нефтяного контакта;

б) исследовать интервал поступления воды в обводнившихся скважинах для определения характера обводнения продукции по удельному весу и процентному содержанию воды в продукции;

в) определить газовый фактор;

г) состав, свойства добываемой жидкости с целью определения возможности смешения продукции. При этом необходимо учесть специфические условия данного месторождения (повышенное содержание парафина, песка, солей и т.д.).

При переводе скважин на ОРЭ необходимо снять профиль приемистости подлежащих разобщению пластов не менее чем на трех режимах (причем два из них должны быть сняты при давлениях, равных предполагаемым высокому и низкому давлениям нагнетания).

Давления и объемы воды, нагнетаемой в каждый из пластов с целью обеспечения равноскоростной их выработки, даются в проектах разработки и уточняются в процессе эксплуатации месторождения в уточненных проектах.

Исследования, проведенные до перевода на ОРЭ, позволяют выявить добывные возможности каждого пласта (дебиты жидкости или объемы закачки, пластовые и забойные давления и устьевые давления нагнетания, параметр гидропроводности $\frac{kh}{\mu}$, коэффициент продуктивности) и установить режим работы объектов в скважине.

По результатам этих исследований при необходимости проводятся мероприятия по дополнительному вскрытию пластов, повышению их приемистости.

Целью исследований скважин после перевода на раздельную эксплуатацию или закачку является установление оптимального режима отбора нефти или закачки воды, регулирование отбора или закачки жидкости с течением времени, проверка работы подземного оборудования и определение эффективности применения метода.

После перевода на раздельную эксплуатацию с целью под-

держания оптимального режима работы скважин периодически строятся индикаторные линии каждого пласта в отдельности. Кроме того регулярно замеряются дебиты и забойные давления по каждому из выделенных объектов, проводится регулярный отбор устьевых проб для определения коэффициента светопоглощения и процентного содержания воды, исследуется работа глубинных штанговых и электропогружных насосов.

Для облегчения исследовательских работ оборудование устья скважин должно позволять: а) присоединение и спуск контрольно-измерительных приборов (манометров, дебитомеров, расходомеров и т.д.) без прекращения работы пластов; б) прекращение и возобновление работы разобщенных пластов независимо друг от друга; в) осуществление излива жидкости разобщенных пластов независимо друг от друга и без разборки устьевого оборудования.

6.4. О конструкциях скважин, применяемых для одновременной раздельной эксплуатации

В мировой практике метод ОРЭ используется как в скважинах обычных конструкций, предназначенных для эксплуатации одного пласта, то есть одноколонных скважин диаметром 5-6", так и в скважинах специальной конструкции.

Скважины специальной конструкции для осуществления ОРЭ подразделяются в свою очередь на две группы: одноколонные и многоколонные. К одноколонным скважинам относятся скважины большого диаметра, ступенчатые и многозабойные. Многоколонные скважины характеризуются наличием двух и более колонн, спущенных параллельно в пробуренный ствол скважины (обычно это на-

сосно-компрессорные трубы), или же двух и трех самостоятельных стволов проведенных одним буровым станком в непосредственной близости друг от друга (многоствольное бурение).

На рис. 7 представлены различные конструкции скважин ОРЭ, получившие распространение в зарубежной практике. В соответствии с конструкцией скважин применяются и различные типы оборудования ОРЭ.

В скважинах обычной конструкции применяется как однорядное подземное оборудование ОРЭ, в котором используются наиболее распространенные насосно-компрессорные трубы, то есть диаметром $2^{I}/2"$, так и многорядное, чаще всего, двухрядное оборудование ОРЭ с параллельным и концентрическим расположением насосно-компрессорных труб.

В одноколонных конструкциях скважин устьевая арматура соответственно применяется одноканальная, т.е. стандартная для однорядного оборудования ОРЭ, или же двух и трехканальная для многорядного подземного оборудования.

В многорядных конструкциях скважин устанавливается обычное подземное оборудование, такое же, как и для эксплуатации одного пласта, но специальная многоканальная устьевая арматура. Разобщение пластов в многорядных конструкциях скважин достигается цементным кольцом. В скважинах, оснащенных зацементированными насосно-компрессорными трубами, устанавливается малогабаритное эксплуатационное оборудование для подъема жидкости (штанговые насосы, газлифтные клапаны) и для проведения подземных работ по обслуживанию скважины: очистка лифтовой колонны от парафина, промывка призабойной зоны пласта и т.д.

К преимуществам скважин обычной конструкции следует отнести возможность применения метода ОРЭ на любой стадии раз-

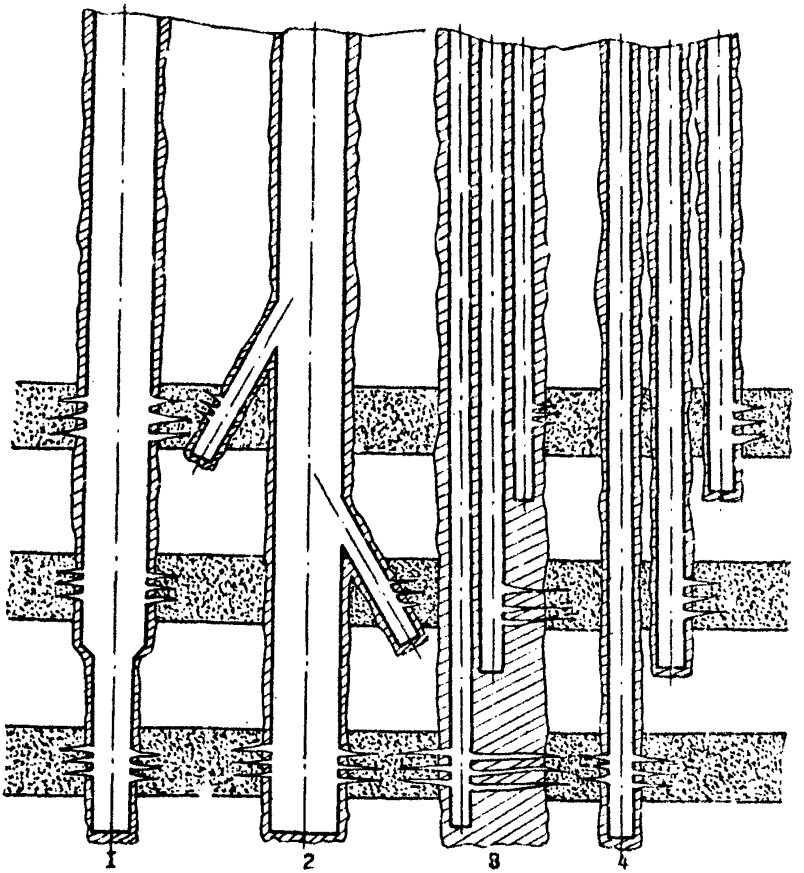

Рис. 7.

Схемы конструкций скважин для одновременной раздельной эксплуатации

I - ступенчатая
2 - многозабойная
3 - многорядная
4 - многопластовая

работки месторождения и возврат после раздельной эксплуатации пластов, при дифференцированном воздействии на каждый из них, на совместную эксплуатацию их. Подземные ремонтные работы по переводу скважин на ОРЭ или в случае необходимости извлечения оборудования ОРЭ не требуют больших затрат времени и средств. Поэтому способ осуществления ОРЭ в скважинах обычной конструкции может быть назван оперативным. Чаще всего этот способ применяется в неосложненных условиях эксплуатации, в старых районах, где ОРЭ не предусматривалось с самого начала проектирования разработки месторождения.

Недостатком осуществления ОРЭ в скважинах обычной конструкции является необходимость разработки специального подземного и наземного оборудования, работа которого осложняется из-за ограничения поперечных габаритов скважины и самых разнообразных, специфических для каждого района, а иногда и для отдельных скважин, геолого-технических условий эксплуатации.

В скважинах специальной конструкции, запроектированной для осуществления ОРЭ, диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с размерами многорядных подземных установок, добывных возможностей и продуктивности пластов, с учетом необходимости перевода с фонтанной добычи на механизированную без подъема оборудования, осуществления отбора жидкости из одного пласта и закачки воды в другой пласт и т.д.

Скважины специальной конструкции более капиталоемкие, чем обычные скважины, однако затраты на осуществление ОРЭ окупаются за счет увеличения надежности работы оборудования, возможности проведения необходимых профилактических и ремонтных работ в скважине без отрагивания оборудования и глушения пластов, эксплуатации скважин в осложненных условиях, при наличии

в добываемой нефти парафина, песка, при форсированном отборе обводненной продукции пласта и т.п.

Многорядные скважины малого диаметра с зацементированными насосно-компрессорными трубами получили широкое распространение при разработке многопластовых газовых месторождений, а также морских месторождений из-за снижения длительности и трудоемкости спуско-подъемных операций и ремонтно-профилактических работ при использовании малогабаритного оборудования.

Решение о необходимости использования специальных конструкций скважин для ОРЭ принимается на стадии проектирования разработки многопластовых месторождений, а также в процессе разбуривания месторождения или же при бурении дополнительного количества скважин на старых месторождениях.

Применение скважин специальной конструкции для ОРЭ существенно повышает эффективность этого метода, особенно в осложненных условиях эксплуатации.

За рубежом широкое применение нашли все виды специальных конструкций скважин для ОРЭ. Применяется также оперативный метод осуществления ОРЭ в скважинах обычной конструкции. В виде экспериментов и в гораздо меньшем объеме эксплуатируются многозабойные скважины.

В Советском Союзе получил распространение оперативный метод осуществления ОРЭ в скважинах обычной конструкции для выполнения всех видов задач при разработке многопластовых месторождений: регулирования выработки пластов, приобщения к разработке выклинивающих горизонтов, улучшения условий добычи нефти и газа.

Для осложненных условий эксплуатации институтами ВНИИ и ВНИИкрнефть и ОКБ ЭЭ разработана конструкция специальных скв-

жин ОРЗ диаметром 219 мм и дано технико-экономическое обоснование применения таких скважин.

Конструкции скважин диаметром 219 мм дает возможность использовать два ряда насосно-компрессорных труб обычного диаметра (78 мм) (при необходимости с газлифтными клапанами) и осуществлять перевод их с фонтанного способа добычи нефти на механизированный без подъема оборудования.

В настоящее время разрабатываются типовые конструкции многоколонных скважин для различных условий месторождений Советского Союза.

Директор ВНИИ Г.Г.Вахитов

Ответственные исполнители:

Руководитель лаборатории технологии одновременной раздельной добычи нефти из нескольких пластов в одной скважине и раздельной закачки воды В.М.Кузьмин

Руководитель лаборатории экономики добычи нефти П.В.Дергунов

ПРИЛОЖЕНИЕ I

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАСЧЕТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основные уравнения. Рассмотрим многопластовое месторождение, состоящее из N однородных пластов, вскрытых рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин. Предположим, что жидкость и скелет породы несжимаемы. Направим ось x вдоль линии симметрии каждого пласта по направлению вытеснения нефти водой и поместим начало отсчета в нагнетательной галерее "Рис. 8". Припишем индекс " $в$ " параметрам воды, а индекс "$н$" - параметрам нефти.

Течение в каждом пласте описывается уравнениями неразрывности для нефти и воды и законом Дарси.

$$\frac{\partial m \rho_н}{\partial t} + \frac{\partial \rho_н U_н}{\partial x} = 0 \qquad \frac{\partial m \rho_в}{\partial t} + \frac{\partial \rho_в U_в}{\partial x} = 0$$

$$U_н = -\frac{\kappa}{\mu_н} \kappa_н \frac{\partial P_н}{\partial x} \qquad U_в = -\frac{\kappa}{\mu_в} \kappa_в \frac{\partial P_в}{\partial x} \qquad (30)$$

В этих уравнениях P обозначает давление, ρ - плотность, m - пористость, κ - проницаемость, μ - вязкость, U - скорость фильтрации, $\kappa_в$, $\kappa_н$ - относительные фазовые проницаемости, t - время.

Во многих случаях на практике после достижения скачком насыщенности эксплуатационного ряда скважин в пласте остается только небольшое количество подвижного состава нефти. Если

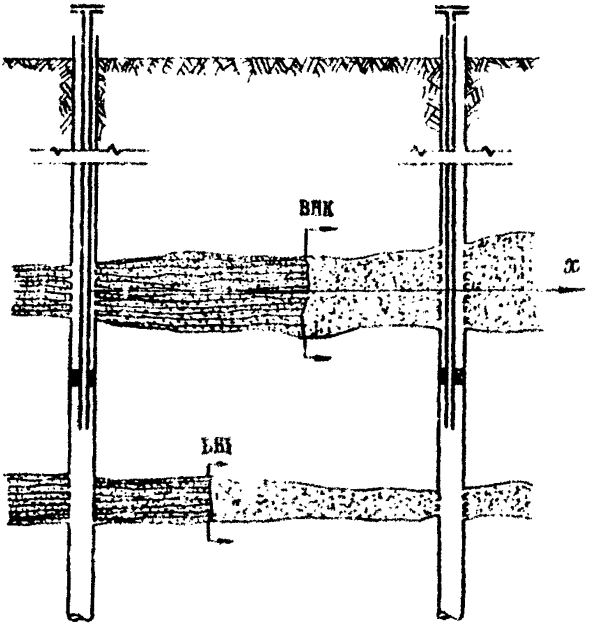

Рис. 8.

Схема вытеснения нефти водой
(См.приложение I)

ввести поправочный множитель $\Delta\delta$, характеризующий изменения нефте- или водонасыщенности в процессе вытеснения нефти водой, то пользуясь условием сохранения массы при переходе через фронт вытеснения, можно записать выражение для скорости его движения.

$$\dot{X} = \frac{dX}{dt} = \frac{U_н}{m\Delta\delta} \qquad (31)$$

В качестве граничного условия примем, что при $t = t_*$ водо-нефтяной контакт находится на расстоянии X_* от нагнетательного ряда скважин, т.е.

$$X(t_*) = X_* \qquad (32)$$

В частном случае, если ВНК в начальный момент времени ($t = 0$) находится в нагнетательной галерее, имеем

$$X(0) = 0 \qquad (33)$$

Давление и скорость будем считать одинаковыми по обе стороны ВНК

$$U_в(t, X) = U_н(t, X) \qquad (34)$$

$$P_в(t, X) = P_н(t, X) \qquad (35)$$

При помощи граничного условия (35) можно вывести уравнения для нахождения местоположения фронта вытеснения

$$X\dot{X} + \ell D\dot{X} = \frac{K_\Delta P^* K_н}{m\Delta\delta\mu_н} \qquad (36)$$

где введено обозначение

$$D = \frac{\mu_н}{K_н}\left(\frac{\mu_в}{K_в} - \frac{\mu_н}{K_н}\right)^{-1} \qquad (37)$$

Решение уравнения (36) при граничном условии (33) имеет вид

$$\frac{x}{\ell} = \frac{2k t_{\Delta} P^{\circ}}{m_{\Delta} \sigma \ell^2} \frac{k_н}{\mu_н} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{2k t_{\Delta} P^{\circ}}{m_{\Delta} \sigma \ell^2} \frac{k_н}{\mu_н}} \right] \qquad (38)$$

Если в соотношении (38) положить $x = \ell$ и решить полученное уравнение относительно t , то получим формулу для расчета времени прорыва воды в скважину

$$t_{*} = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_в}{k_в} + \frac{\mu_н}{k_н} \right) \frac{m_{\Delta} \sigma}{k_{\Delta} P^{\circ}} \ell^2 \qquad (39)$$

После прорыва воды в скважину скорость движения жидкости будет постоянной, зависящей от проницаемости,

$$v(k) = k \frac{k_в}{\mu_в} \frac{\Delta P^{\circ}}{\ell} \qquad (40)$$

Для решения уравнения (36) воспользуемся теперь граничным условием (32) и предположим, что в момент времени $t = t_{\circ}$ мы изменили депрессию на пласте в n раз. Решение для местоположения фронта вытеснения будет иметь следующий вид

$$\frac{x^2}{2} + \ell x - k \frac{k_н n \Delta P^{\circ}}{\mu_н m_{\Delta} \sigma} = k \frac{k_н (1-n) \Delta P^{\circ}}{\mu_н m_{\Delta} \sigma} t_{\circ}$$

Полагая в этом уравнении $x = \ell$ и разрешая полученное выражение относительно t можно вывести формулу для расчета времени прорыва воды в скважину

$$t'_{*} = \left(1 - \frac{1}{n} \right) t_{\circ} + \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_в}{k_в} + \frac{\mu_н}{k_н} \right) \frac{m_{\Delta} \sigma}{k_{\Delta} P^{\circ}} \ell^2 \qquad (41)$$

Рассмотрим двухпластовый объект и рассчитаем по формуле (41) время прорыва воды в скважину для каждого пласта, т.е.

t'_{*1} и t'_{*2}. Одновременная выработка пластов произойдет в том случае, когда $t'_{*1} = t'_{*2}$. Из этого условия и из соотношения (41) получим формулу

$$n = \frac{1-\zeta}{\frac{1}{\tau}-\zeta} \qquad (42)$$

позволяющую определить во сколько раз необходимо изменить (увеличить или уменьшить) депрессию на втором пласте, чтобы произошла одновременная выработка обоих пластов. В формулу (42) фактически входят только два параметра: $\tau = t_{*2}/t_{*1}$ определяющий во сколько раз время прихода фронта вытеснения второго пласта больше того же времени первого пласта (при одинаковых депрессиях, равных ΔP°), и $\zeta = t_0/t_{*2}$ определяющий какую долю этого времени пласт уже отработал на начальной депрессии. В связи с этим зависимость n от τ и ζ можно довольно просто представить графически "Рис. 4".

Режим работы пластов при заданном суммарном дебите. Предположим, что в процессе эксплуатации скважин расход нагнетаемой воды поддерживается постоянным. В этом случае депрессии на пластах можно считать одинаковыми, но изменяющимися во времени. Введем новый параметр

$$Z(t) = \int_0^t \frac{\Delta P(t)}{\Delta P^{\circ}} dt \qquad (43)$$

который непосредственно связан с депрессией. Уравнение (37) для произвольного пласта теперь запишется

$$X\dot{X} + \ell D\dot{X} = \frac{\kappa_к}{\mu_н} \frac{\kappa D}{m\Delta\delta} \dot{Z} \qquad (44)$$

Уравнение (44) при граничном условии (33) имеет следующее решение

$$\frac{1}{2}X^2 + \ell DX = \frac{K_н}{\mu_н}\frac{\kappa D}{m\Delta\delta}\,Z$$

Скорость фильтрации нефти определяется выражением

$$U_н(t) = \frac{K_н}{\mu_н}\frac{\Delta P^*}{\ell}\kappa\left[1+\alpha\frac{z(t)}{z_*}\right]^{-1/2}\dot{Z}(t) \qquad (45)$$

После прорыва воды в скважину скорость движения жидкости будет равна

$$U_в(\kappa) = \frac{K_в}{\mu_в}\frac{\Delta P^*}{\ell}\kappa\,\dot{Z}(t) \qquad (46)$$

Для определения зависимости параметра z от времени необходимо воспользоваться условием постоянства суммарного дебита. Пусть h - мощность пласта, q - дебит жидкости через пласт и припишем индекс i параметрам i-го пласта, тогда

$$\sum_{i=1}^{N} q_i = Q_*\,, \quad q_i = h_i U_i \qquad (47)$$

Введем в рассмотрение следующую функцию

$$\Psi(z) = \begin{cases} \left(1+\alpha\dfrac{z}{z_*}\right)^{-1/2} & \text{при } z \le z_* \\ \left(\dfrac{\mu_н}{\mu_в}\right)\left(\dfrac{K_в}{K_н}\right) & \text{при } z > z_* \end{cases}$$

тогда скорость фильтрации можно представить в таком виде

$$U(t) = \frac{K_н}{\mu_н}\frac{\Delta P^*}{\ell}\kappa\,\dot{Z}\,\Psi(Z) \qquad (48)$$

Подставляя (48) в (47), получим обыкновенное дифференциальное уравнение для определения параметра $z(t)$

$$\dot{Z}\left[\frac{\Delta P^{\circ}}{\ell}\sum_{i=1}^{N}\frac{K_{ni}}{\mu_{ni}}\frac{K_i h_i}{m_i \Delta\delta_i}\,\psi_i(Z)\right]=Q_{\circ}$$

Выработка пластов, неоднородных по мощности и залежи. Если пласты в многопластовом объекте нельзя считать однородными, то необходимо учесть изменение проницаемости. Будем считать, что интервал изменения проницаемости каждого пласта по мощности ограничен ее минимальным (0) и максимальным (β) значениями. Такое ограничение физически обосновано, так как проницаемость K не может быть отрицательной или бесконечно большой (трещины отсутствуют). Плотность распределения проницаемости по мощности $f_1(K, \beta)$ будем считать одинаковой для всего месторождения (или для рассматриваемого участка), однако каждому пласту будет соответствовать свое значение β. Неоднородность пластов по залежи будем характеризовать плотностью распределения $f_2(\beta)$. Интервал изменения β также ограничим сверху и снизу $\beta_{\circ} \le \beta \le \beta_1$. Плотности распределения находятся известными статистическими методами по фактическим данным.

Если учесть неоднородность пласта по залежи, т.е. изменение β вдоль пласта, и формулу (40) для скорости фильтрации воды в эксплуатационной скважине, то в соответствии с представленной моделью пласта количество воды, появившееся в эксплуатационной скважине, равно

$$q_{\ell}(t)=\frac{h\Delta P^{\circ}}{\mu_{\ell}\ell}K_{\ell}\int_{\beta_{\circ}}^{\beta_1}f_2(\beta)\,d\beta\int_{a/t}^{\beta}K f_1(K;\beta)\,dK \qquad (49)$$

Предположим, что $f_1(K;\beta)$ и $f_2(\beta)$ равномерно распределены на отрезках $[0;\beta]$ и $[\beta_{\circ};\beta_1]$ соответственно.

В этом случае выражение (49) для дебита воды запишется в следующем виде

$$q_в(t)=K_в\,\frac{h\Delta P^\circ}{2\mu_в l}\,K_*\left(1-\frac{t_*^2}{t^2}\right)$$

где время начала обводнения пласта t_* и фиктивная проницаемость пласта K_* определяются выражениями

$$t_*=\frac{1}{2}\left(\frac{\mu_в}{K_в}+\frac{\mu_н}{K_н}\right)\frac{m\Delta\sigma}{K_*\Delta P^\circ}\,l^2\;;\quad K_*=\left(\frac{\beta_1^2-\beta_0^2}{2\ln\beta_1/\beta_2}\right)^{1/2} \qquad (50)$$

Введем в рассмотрение две функции, определенные на отрезке $[0;t_*]$ соотношениями

$$Y_1(t)=\left(3-\alpha\frac{t}{t_*}\right)\left[2+\left(2-\alpha\frac{t}{t_*}\right)\sqrt{1+\alpha\frac{t}{t_*}}\right]^{-1}$$

$$Y_2(t)=\frac{2}{3\mu}\left[\sqrt{1+\alpha\frac{t}{t_*}}-\frac{3}{2}+\left(1+\sqrt{1+\alpha\frac{t}{t_*}}\right)^{-1}\right] \qquad (51)$$

и равные нулю при $t>t_*$, а также четыре функции, определенные на отрезке $t_*;\infty$ соотношениями

$$Y_3(t)=\frac{2}{3}\mu_0\,\frac{1+\mu_0}{(1+\mu_0)^2}\,\frac{t_*^2}{t^2}\;;\quad Y_4(t)=1-\frac{1}{3}\,\frac{1+2\mu_0}{1+\mu_0}\,\frac{t_*}{t}\;;$$

$$Y_5(t)=\frac{\mu_0}{2}\left(1-\frac{t_*^2}{t^2}\right);\qquad Y_6(t)=\frac{1+\mu_0}{4}\,\frac{t_*}{t}\left(1-\frac{t}{t_*}\right)^2 \qquad (52)$$

и тождественно равные нулю при $0\le t\le t_*$

В формулах (51), (52) введены обозначения

$$\mu_0=\frac{\mu_н}{K_н}\,\frac{K_в}{\mu_в}\;,\quad \mu=\frac{1-\mu_0}{\mu_0}$$

С учетом функций (51), (52) можно записать выражения для основных показателей разработки каждого пласта. Соответствующие показатели разработки многопластовой залежи в це-

лом при совместной эксплуатации объекта таковы (индексом i отмечены параметры, которые изменяются от пласта к пласту)

$$f(t)=\sum_{i=1}^{N}\frac{m_i h_i}{M}\Delta\delta_i\left(Y_2^i+Y_4^i\right)$$

$$\delta(t)=\left(\sum_{i=1}^{N}\frac{a_i h_i}{t_{*i}}Y_5^i\right)\left[\sum_{i=1}^{N}\frac{a_i h_i}{t_{*i}}\left(Y_1^i+Y_3^i+Y_5^i\right)\right]^{-1}$$

$$\chi(t)=\frac{1}{f(t)}\sum_{i=1}^{N}\frac{m_i h_i}{M}\Delta\delta_i\left(Y_2^i+Y_4^i+Y_6^i\right) \qquad (53)$$

Здесь и в дальнейшем будут использованы следующие обозначения

$$M=\sum_{i=1}^{N}m_i h_i ;$$

$$a_i=\frac{1+\mu_{*i}}{2}m_i\Delta\delta_i ;\quad \beta_i=\frac{1}{3}\frac{1+2\mu_{*i}}{1+\mu_{*i}}m_i\Delta\delta_i ; \qquad (54)$$

Условие максимума коэффициента нефтеотдачи при заданной обводненности добываемой жидкости. Известно, что скважина отключается в момент достижения предела рентабельности, т.е. при обводненности добываемой жидкости приблизительно на 95-98%. Однако даже в этом случае в пласте остается большое количество нефти, которое можно было бы значительно уменьшить при дифференцированном воздействии на пласт. Поставим следующую задачу: при каких условиях дифференцированного воздействия на пласты в момент достижения заданной степени обводненности добываемой жидкости коэффициент нефтеотдачи будет максимальным?

Предположим, что все пласты уже частично обводнились ($t > \max t_{*i}$), тогда в формуле (53) для $\delta(t)$ в соответствии с (51) можно считать $Y_1^i(t)\equiv 0$ и

разрешить ее относительно t_δ (времени обводнения скважины на δ%):

$$t_\delta^a = \left[\sum_{i=1}^{N} a_i h_i t_{*i} + \frac{2\delta}{1-\delta}\sum_{i=1}^{N} b_i h_i t_{*i}\right]\left(\sum_{i=1}^{N}\frac{a_i h_i}{t_{*i}}\right)^{-1} \qquad (55)$$

Подобным же образом положим в выражении для $f(t)Y_2^i(t)\equiv 0$ и заменим t на t_δ в соответствии с (55), тогда

$$f(t) = \sum_{i=1}^{N}\frac{m_i h_i}{M}\Delta\sigma_i - \frac{\left(\sum_{i=1}^{N} b_i h_i t_{*i}\right)\sum_{i=1}^{N}\frac{a_i h_i}{t_{*i}}}{M\left(\sum_{i=1}^{N} a_i h_i t_{*i} + \varepsilon^{-1}\sum_{i=1}^{N} b_i h_i t_{*i}\right)^{1/2}} \qquad (56)$$

где введено обозначение $\varepsilon = (1-\delta)/4\delta$

Величина ε обычно очень мала. Например, при обводненности добываемой жидкости на 95-98% имеем $\varepsilon = 0{,}005\text{-}0{,}013$. По этой причине разложим правую часть выражения (54) по малому параметру ε и пренебрежем членами $O(\varepsilon^{3/2})$. Регулирование работы пластов можно осуществлять изменением параметров t_{*i}, поэтому попробуем подобрать такие их значения, чтобы $f(t)$ было максимальным.

Если воспользоваться соотношениями (50) и (54), то решение поставленной задачи можно записать в следующем виде

$$\omega = \frac{m_i\Delta\sigma_i}{k_{*i}\Delta P_i}\left(1+2\frac{\mu_{ni}k_{\ell i}}{k_{ni}\mu_\ell}\right)^{1/2} = const \qquad (57)$$

Таким образом, при эксплуатации многопластового объекта максимальное значение коэффициента конечной нефтеотдачи будет достигнуто в том случае, если критерий ω в процессе

эксплуатации скважин будет постоянным и одинаковым для всех пластов. Поскольку каждый пласт характеризуется соответствующими фильтрационными параметрами ($m, \Delta\delta, K, \mu_н, K_в, K_н$), то для реализации условия $\omega = const$ необходимо подбирать соответствующие депрессии ΔP_i на каждый пласт. В случае одинаковых депрессий на все пласты условия (57) не выполняются, поэтому коэффициент конечной нефтеотдачи при совместной эксплуатации пластов многопластового объекта можно увеличить при помощи метода ОРЭ.

Регулирование дебита жидкости отдельной скважины. До сих пор рассматривалась фильтрация жидкости между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин. Однако на практике на одновременную раздельную эксплуатацию обычно переводится отдельная скважина. В этом случае постановка задачи несколько видоизменяется.

Рассмотрим одну, например, эксплуатационную, скважину и все близлежащие, оказывающие на нее непосредственное влияние нагнетательные скважины. Всю область фильтрации выбранного участка месторождения можно условно разделить на зоны взаимодействия каждой нагнетательной и выбранной эксплуатационной скважины. Например, в случае шахматного расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин областью взаимодействия двух скважин будет квадрат, в противоположных вершинах которого расположены нагнетательная и эксплуатационная скважины.

Разобьем область взаимодействия скважин на трубки тока и предположим, что изменение площади поперечного сечения каждой трубки тока известно и изменяется по закону $y = F(x)$, где x изменяется вдоль трубки тока. Течение в каждой труб-

ке тока будем считать квазиодномерным, тогда фильтрацию будут определять следующие уравнения неразрывности и закона Дарси

$$\frac{\partial m\rho_н}{\partial t}+\frac{\partial \rho_н U_н F(x)}{\partial x}=0;\quad \frac{\partial m\rho_в}{\partial t}+\frac{\partial \rho_в U_в F(x)}{\partial x}=0;$$

$$U_н=-\frac{K}{\mu_н}K_н\frac{\partial P}{\partial x};\quad U_в=-\frac{K}{\mu_в}K\frac{\partial P}{\partial x} \qquad (58)$$

Воспользуемся граничным условием (34) и тем фактом, что жидкости несжимаемы. В этом случае из уравнений неразрывности получим

$$U(t,x)=\frac{V(t)}{F(x)} \qquad (59)$$

Если ввести обозначение

$$f(x)=\int_0^x\frac{d\xi}{F\xi}$$

то при помощи граничного условия

$$P_в(t,x)=P_н(t,x)$$

и выражения для скорости движения фронта вытеснения (31) можно вывести обыкновенное дифференциальное уравнение для нахождения местоположения фронта вытеснения, проинтегрировать его и получить формулу для скорости жидкости в произвольном сечении трубки тока

$$U(t,x)=K\frac{K_н}{\mu_н}\frac{\Delta P^\circ}{F(x)}\quad\frac{D}{f(x)+Df(\ell)}$$

и выражение для скорости после прорыва воды в скважину

$$U(x) = K \frac{K_в}{\mu_в} \frac{\Delta P^*}{f(l) F(x)} \qquad (60)$$

Здесь ΔP^* обозначает депрессию между рассматриваемой нагнетательной и выбранной эксплуатационной скважинами, которая считается постоянной. l – кратчайшее расстояние между скважинами; $X(t)$ – местоположение водо-нефтяного контакта.

Предположим, что трубка тока является неоднородной по мощности и простиранию, причем функции распределения проницаемости такие же, как и для всего пласта. Проделывая такие же выкладки, как и при выводе формулы (50) с учетом (60) получим выражение для дебита воды, поступающей в эксплуатационную скважину от рассматриваемой нагнетательной скважины

$$q_в(t) = K_* \frac{K_в}{\mu_в} \frac{\Delta P^*}{2f(l)} \left(1 - \frac{t_*^2}{t^2}\right) \qquad (61)$$

где K_* – фиктивная проницаемость, определяемая формулой (50); t_* – момент прорыва воды в эксплуатационную скважину через рассматриваемую трубку тока

$$t_* = \frac{\mu_н}{k_* K_н} \frac{m \Delta G \Phi(l)}{D \Delta P^*} \frac{10^2}{316224} \qquad (62)$$

Для рассматриваемого элемента залежи, представленного на рис. 5, область взаимодействия нагнетательной и эксплуатационной скважин можно считать квадратной в плане. В верхней части рис. 5 показаны точные (вверху) и приближенные (внизу) трубки тока. Если аппроксимировать линии тока лучами, исходящими из нагнетательной и эксплуатационной скважин, то для

функции $f(\ell)$ и $\Phi(\ell)$ можно получить следующие выражения

$$f(\ell)=\frac{\ell}{F_1}\ln\frac{F_1}{F_0};\quad \Phi(\ell)=\frac{1+2D}{4}\ln\frac{F_1}{F_0} \qquad (63)$$

где ℓ - кратчайшее расстояние между скважинами, F_0 - площадь поверхности забоя скважины, через которую происходит нагнетание воды в область взаимодействия, F_1 - площадь области взаимодействия при максимальном расширении трубок тока (вдоль АВ на рис. 5).

Сопоставление формул (61) - (63) для дебита воды и момента начала обводнения эксплуатационной скважины с соответствующими формулами для случая плоско-параллельной фильтрации показывает, что формулы полностью совпадут, если вместо действительного расстояния между скважинами ввести в рассмотрение эффективную длину области взаимодействия скважин

$$\ell_э=\ell\sqrt{\frac{1}{2}\ln\frac{F_1}{F_0}} \qquad (64)$$

Таким образом, показатели разработки элемента залежи "Рис. 5" можно рассчитать по формулам для плоско-параллельной фильтрации между рядами скважин. Пусть индексы i и j как и прежде характеризуют параметры пластов и нагнетательных скважин соответственно. Тогда основные показатели разработки по аналогии с (53) запишутся

$$f(t)=\frac{1}{M}\sum_{ij} m_i \Delta 6_i V_{ij} \left[Y_2^{ij}(t) + Y_4^{ij}(t) \right]$$

$$\delta(t)=\frac{\sum_{ij} \frac{a_i V_{ij}}{Z_{*ij}} Y_5^{ij}(t)}{\sum_{ij} \frac{a_i V_{ij}}{Z_{*ij}} \left[Y_1^{ij}(t) + Y_3^{ij}(t) + Y_5^{ij}(t) \right]}$$

$$\chi(t)=\frac{1}{M f(t)}\sum_{ij} m_i \Delta 6_i V_{ij} \left[Y_2^{ij}(t) + Y_4^{ij}(t) + Y_6^{ij}(t) \right] \quad (65)$$

где

$$M=\sum_{ij} m_i V_{ij}$$

Эффективное расстояние между скважинами $\ell_э$ можно определить или теоретически по формуле (64) или с использованием фактических данных по профилям притока и истории разработки месторождения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В настоящее время оборудование одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов для нефтяных, газовых и нагнетательных скважин разрабатывается и серийно изготавливается Научно-производственным объединением "Бакнефтемаш", г.Баку.

Это оборудование предназначено для осуществления перевода на ОРЭ и ОРЗ скважин обычной конструкции диаметром I46 и I68 мм. Оборудование для скважин диаметром 2I9 мм в настоящее время находится в стадии разработки.

Установки, выпускаемые объединением, подразделяются на следующие типы:

I. Установки для раздельной добычи нефти из двух и трех пластов одной скважины фонтанным способом -

а) с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб (IУФК, 2УФК, 3УСК);

б) с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб (УФ9, УФП, УФП2, 4УФ9).

2. Установки для раздельной добычи нефти газлифтным способом -

а) с подачей газа с устья скважины (IУГТ);

б) с подачей газа из газового пласта, вскрытого в той же скважине (УВЛ, УВЛГ).

3. Установки для раздельной добычи нефти из двух и трех пластов одной скважины глубиннонасосным способом -

а) с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб и последовательно соединенными насосами (УГРI, УГРТI, УГР2, УГРТ2, IУГР2, IУГРТ2, УГРС, УГР-ВсВ, УГР-ВсВА, УГРМ);

б) с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб и параллельно подвешенными насосами (УГРП, УГРПI, УГРПЗ, 2УГРП, УГРЗП);

в) с одним насосом, откачивающим жидкость двух пластов (УНР);

4. Установки для раздельной добычи нефти из двух пластов одной скважины, один из которых эксплуатируется фонтанным способом, а другой - глубиннонасосным -

а) с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб (УНФ, УФН);

б) с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб (УНФП и УФНП);

5. Установки для раздельной добычи газа из двух, трех или четырех пластов с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб (УТД, УТЗ).

6. Установки для раздельной закачки воды в два и три пласта одной скважины -

а) с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб (IУРЗ, 2УРЗ, УВК-2Р, УВК-2М, УВКС-2Р, УВК-ЗР);

б) с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб (УРВПТ).

Краткая техническая характеристика серийно выпускаемых установок ОРЭ приводится в таблицах.

Более подробные сведения по конструкции оборудования и отдельных его узлов содержатся в Каталоге ОКБ РЭ "Оборудование для раздельной эксплуатации нефтяных и газовых скважин", ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, М., 1975 г.

Таблица

Параметры	Шифры установок					
	1УФК-I46-2I0	1УФК-I68-2I0	2УФК-I46-2I0	2УФК-I68-2I0	3УФК-I46-2I0	3УФК-I68-2I0
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I46	I68	I46	I68	I46	I68
Наибольшее рабочее давление, кГ/см²	2I0		2I0		2I0	
Количество рядов насосно-компрессорных труб	I		2		3	
Условный диаметр насосно-компрессорных труб	60;73;89		48 и 89	48 и 89 60 и II4 73 и II4	33;60 и I02	48;73 и II4
Наибольшая глубина установки пакера, мм	3000		3000		3000	
Наименьшее расстояние между пластами, м	3		3		3	
Диаметр условного прохода арматуры, мм	62		62;70		52;62;70	
Габаритные размеры оборудования, мм:						
наземного	3900x3200x700		3900x3200x700		3900x3200x700	
подземного:						
наибольший наружный диаметр	II8	I85	II8	I35	II8	I85
длина (без н.к.труб)	3705	3870	6630	4910	3700	3800
Вес оборудования, кг:						
наземного	2796		2796		2872	
подземного	95	I05	I4I	I6I	I20	I26

Таблица

Параметры	Шифр установок			
	УФ3-I68-2I0	УФП-I46-2I0	УФП2-I68-2I0	4УФ3-73х60х48-2I9
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I68	I46	I68	2I9
Рабочее давление, кГ/см^2	2I0	2I0	2I0	2I0
Наибольшая температура рабочей среды, °С	I00	I00	I00	I00
Допускаемые сочетания условных диаметров насосно-компрессорных труб, мм при толщине стенки эксплуатационной колонны: не более 9 мм	60 и 60	48 и 48	73 и 48;60 и 60; 60 и 48	73,60 и 48
более 9 мм	60 и 48			
Габаритные размеры оборудования, мм:				
наземного	2I70х3I0хI200	2I70х3I0хI200	2800хII30хI585	I600хI525х2960
подземного (диаметр х длина, без насосно-компрессорных труб)	I35х4380	II8х3000	I44хI944	I88х4I00
Вес оборудования, кг				
наземного	II20	I050	I320	I490
подземного	2I9	I05	280	650

Таблица

Параметры	Шифр установок				
	ЭУГГ-I68-2хI25	УВЛ-I46-2I0	УВЛ-I68-2I0	УВЛГ-I46-2I0	УВЛГ-I68-2I0
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I68	I46	I68	I46	I68
Рабочее давление, кГ/см^2	I25	2I0	2I0	2I0	2I0
Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм					
первого концентричного ряда	73 и 48				
второго параллельного ряда	48				
Наибольшая температура рабочей среды, °С	I00	I00	I00	I00	I00
Наименьший диаметр прохода оборудования для приборов, мм	40	45	45	40	40
Габаритные размеры оборудования, мм					
подземного					
диаметр	I35	I22	I42	I22	I42
длина	2260	7000	7300	7000	7350
Вес оборудования, кг					
подземного	70	230	230	230	335

Таблица

Параметры	Шифр установок									
	УГРI-В	УГРТI-В	УГР2-В	УГРТ2-В	УГРI-Н	УГРТI-Н	УГР2-Н	УГРТ2-Н	ЦУГР2-Н	ЦУГРТ2-Н
Наибольшая теоретическая производительность, м³/сутки	458	458	458	458	458	458	458	458	3I0	3I0
Условный размер насоса, мм										
верхнего (типа IHBP или IHBPT)	32,43	32,43	32,43,55	32,43, 55						
нижнего типа НГВI	28,32 38,43	28,32 38,43	28,32,38 43,55	28,32, 38,43,55	28,32, 38,43	28,32, 38,43	28,32, 38,43,55	28,32,38, 43,55	28,32,33, 43	28,32,38, 43
типа НГНI или НГН-2	28,32 43,55	28,32 43,55	28,32,43 55,68	28,32 43,55, 68	28,32 43,55 68	28,32 43,55 68	28,32 43,55 68,98	28,32,43 55,63,98	28,32,38, 43,55	28,32,38, 43,55
верхнего (типа IHHP или IHHPT)					32,43 55	32,43 55	32,43 55,68	32,43,55 68	55,68	55,68
Наиб.диам.подземн. оборудования, мм	I32,5	I32,5	I35	I35	I30	I30	I85	I85		
Вес подзем.оборуд. (без труб,штанг при макс.разм.насос.),кг	246,2	246,2	225,7	225,7	228,8	228,8	640,4	640,4	546,2	546,2
Ход плунжера насоса, мм	I800, 2400, 3000	I800, 2400, 3000	I800, 2400, 3000	I800, 2400, 3000	I800, 2400, 3000	I800, 2400, 3000	I800, 2400, 3000	I800,2400 3000	I800,2400 3000	I800,2400 3000
Наиб.глубина устан. пакера ПШМР,ШГМ2,м	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Наиб.перепад давлений между пластами, кГ/см2	I60	I60	I60	I60	I60	I60	I60	I60	I60	I60

Параметры	Шифр установок				
	УГРС-В	УГРС-Н	УГР-ВсВ	УГР-ВсВД	УГРМ
Наибольшая (теоретическая) производительность, $м^3$/сутки	293,5	293,5	I26	I66,5	I66
Условный размер насоса, мм:					
верхнего (типа ІНВР)	82 и 48		32 и 48		
(типа ІННР)		32,43,55 и 68		88 и 43	43
нижнего (типа НГВС)	38/43,38/55, 43/55,43/68	38/43,38/55, 43/55,48/68			
(типа НГВІ)			28,32,38 и 48		
(типа 2НГВС)				38,43 и 55	
(типа 3НГН2)					55
(типа НГНС)	38/43,38/55, 43/55,43/68, 55/93	38/43,38/55, 43/55,43/68, 55/93			
Ход плунжера (цилиндра) насоса,мм	I800,2400, 3000	I800,2400 3000	3000	2400,3000	I800,2400, 3000
Наибольшая глубина установки пакера, м типов ШПГРІ и ШПГР2	I600				
типов ШПМР и ШПГМ2	3000	3000	3000	3000	3000
Наибольший перепад давления между пластами, кГ/см2	I40	I40			
Наибольший диаметр подземного оборудования, мм	I30	I95	II6	II6	I26
Вес подземного оборудования (без труб, штанг, при максим.размерах насосов), кГ	47I,3	979,9	377	437,2	598

Таблица

Параметры	Шифр установок						
	УГРП-Н/В	УГРП-В	УГРП-Н	УГРП1	УГРП3	2УГРП	УГРП-3П
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I68	I68	I68	I68	I68	I46	I68,2I9
Наибольшая (теоретическая) производительность, м³/сутки	98	70	220	I26	220	I66	229
Условный размер насоса, мм							
верхнего (типа НГН1, НГН2)	28,32,43	28,32	28,32,43				
нижнего (типа НГВ1)	28,32	28,32					
(типа НГН1, НГН2)			28,32,48			28,32,48	32,43,55
типа 1НГН2			56,68	32,43	32,43	43,55	32,43,55
типа 2НГН2				32,43	32,43,55		32,43
Ход плунжера насоса, мм	I800,2400 3000	I800,2400 3000	I800,2400 3000	I800, 2400,3000	I800, 2400,3000	I800, 2400	I800, 2400,3000
Наибольшая глубина установки пакера, мм типа ШГР1 и ШГР2	I600	I600	I600				
ШГМ2 и ШМР	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
ШМП							3000
Наибольший перепад давления между пластами, кГ/см2	I40	I40	I40	I60	I60		
Наибольший диаметр подземного оборудования, мм	I36	I36	I36	I36	I36	II6	I36
Вес подземного оборудования (без труб, штанг при максимальных условных диаметрах насосов), кГ	495-540	495-540	495-540	527,I	689,8	474,6	738

Таблица

Параметры	Шифр установки УНР 48/68-5
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I46
Наибольшая (теоретическая) производительность, $м^3$/сут.	I57
Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм	73,89
Условный размер насоса, мм для верхнего пласта	48
нижнего пласта	54
Ход плунжера, мм	I800,2400, 3000
Предельная глубина спуска насоса, м	I000
Расстояние между пластами, м	не менее 5
Наибольший диаметр подземного оборудования, мм	II8
Вес подземного оборудования (без труб и штанг), кГ	37I,8-464,6

Параметры	Шифры установок					
	УНФ-I46-70	УНФ-I68-70	УФН-I46-70	УФН-I68-70	УНФП-I68-2I0	УФНП-I68-2I0
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I46	I68	I46	I68	I68	I68
Наибольшее рабочее давление, кГ/см2	70		70		2I0	
Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм	73	89	73	89		
Допускаемые сочетания условных диаметров насосно-компрессорных труб, мм при толщине стенки эксплуатационной колонны:						
не более 9 мм					60 и 60; 73 и 48	
более 9 мм					60 и 48	
Условный размер глубинных насосов, мм:						
типа НГВ1	28;32	38;48	28;32	38;48	28;32; 55;	38;48 68
типа НГН1	-	-	-	-		
Наибольшая глубина установки пакера, м	3000		3000		2000	
Наименьшее расстояние между пакерами, м	5		5		5	
Габаритные размеры оборудования, мм: наземного	I2I0x400x630		I2I0x400x630		I200xII00-I000	
подземного:						
диаметр	II8	I36	II8	I36	I36	
длина (без в.к. труб)	6720	6770	6720	6770	6000	
Вес оборудования, кг: наземного	296		296		625	
подземного	I97	I99	I9I	I99	250	

Таблица

Параметры	Шифр установок		
	УТП-168-210	УТП-168-350	УТ8-219-350
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, мм	168	168	219
Рабочее давление, кГ/см^2	210	350	350
Наибольшая температура рабочей среды, ^{0}С	100	100	150
Количество параллельных рядов н.к.труб	2	2	3
Условный диаметр н.к.труб, спускаемых параллельно в ствол скважины, мм	48х73 или 60х60	48х73 или 60х60	73х73х60
Наименьшее расстояние между продуктивными пластами, м	10	10	10
Габаритные размеры оборудования, мм			
наземного	2365х940хI200	2965х240хI230	
подземного:			
диаметр	I45	I45	I900
длина (без н.к.труб)	3000	8000	8800
Вес оборудования, кг:			
наземного	985	I260	
подземного	I85	I85	4I55

Таблица

Параметры	Шифры установок							
	IУРЗ-I46-2I0	IУРЗ-I68-2I0	2УРЗ-I46-2I0	2УРЗ-I68-2I0	УВК-2Р-I46-2I0	УВК-2Р-I68-2I0	УВК-2Ш-I46-2I0	УВК-2Ш-I68-2I0
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I46	I68	I46	I68	I46	I68	I46	I68
Наибольшее рабочее давление, кГ/см^2	2I0		2I0		2I0		2I0	
Наибольший расход воды в каждый пласт, м^3/сутки	I000		I000		I000		I200	
Наибольшая длина спуска подземного оборудования, м	3000		3000		3000		3000	
Наименьшее расстояние между разобщаемыми пластами, м	5		5		5		5	
Наименьший внутренний диаметр подземного оборудования, мм	40		40		40		44	
Габаритные размеры оборуд., мм								
наземного	I840x380xI240		I840x380xI240		I550x565x2275		2275xI550x565	
подземного:								
диаметр	II8	I36	II8	I36	II8	I36	II8	I36
длина (без н.к.труб)	2400	2960	4300	4960	I0564		6080	6220
Вес оборудования, кг:								
наземного	380		880		770		770	
подземного	96	I04	I58	I75	30I	34I	I39	2I5

Таблица

Параметры	Шифры установок				
	УВКС-2Р-I46-2I0	УВКС-2Р-I68-2I0	УВК-3Р-I46-2I0	УВК-3Р-I68-2I0	УРЫГ-I68-2I0
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	I46	I68	I46	I58	I68
Наибольшее рабочее давление, кГ/см^2	2I0		2I0		2I0
Наибольший расход воды в каждый пласт, м3/сутки	2000	2500	I000		I000
Наибольшая глубина спуска подземного оборудования, м	3000		3000		2000
Наименьшее расстояние между разобщаемыми пластами, м	5		5		5
Наименьший внутренний диаметр подземного оборудования, мм	40		45		40
Габаритные размеры оборудования, мм					
наземного	I6I0xI485x680		I6I0xI485x680		2670xI005xI00
подземного:					
диаметр	II8	I36	II8	I36	I36
длина (без н.к.труб)	97I0	9750	I6470	I6775	8490
Вес оборудования, кг:					
наземного	670		670		800
подземного	290	397	482	5I9	380

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ПРОГРАММА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

С помощью этой программы вычисляются основные показатели разработки ($\mathcal{L}$, δ , χ), задаваясь депрессиями на пластах. Пласты группируются в отдельные объекты взаимодействия с помощью перфокарт (п/к) № 65 и № 66. На одной перфокарте вместо индекса [I] пробиваются номера пластов, которые мы хотим объединить в один из объектов взаимодействия (п/к № 65), на другой вместо [I] пробиваются номера оставшихся пластов, они составят другой объект взаимодействия (п/к № 66).

Программа составлена на языке АЛГОЛ.

Обозначения в программе

(п/к 7) MUW – вязкость воды;

(п/к 8) N – количество пластов, нумерация пластов по [I];

(п/к 9) K – количество нагнетательных скважин, нумерация скважин по [J];

(п/к I0) DP0 – депрессия при совместной эксплуатации;

(п/к II) DP1 – депрессия на первом объекте;

(п/к I2) DP2 – депрессия на втором объекте;

(п/к I3) LA – расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами;

(п/к I4) KN – относительная фазовая проницаемость нефти, соответствующая остаточной водонасыщенности;

–"– KB – относительная фазовая проницаемость воды, соответствующая остаточной нефтенасыщенности;

(п/к 14) SB - остаточная водонасыщенность;

-"- SH - остаточная нефтенасыщенность;

-"- RC - приведенный радиус скважины;

(п/к 15) TK - время, на которое хотим вести расчет эксплуатации;

-"- DT - шаг счета и выдачи результатов;

(п. к 89) TO - момент времени перевода скважины на ОРЭ.

READ (вводятся данные)

(п/к 69) MUH[I] - вязкость нефти;

-"- M[I] - произведение нефтенасыщенности на коэффициент нефтеотдачи;

-"- BSE[I] - средняя геофизическая проницаемость пластов в эксплуатационной скважине;

-"- BSH[I,J] - средняя геофизическая проницаемость пластов в нагнетательных скважинах;

-"- B[I] - мощность.

PRINT (печатаются результаты)

(п/к 88) T,S[I,J] - время прорыва воды по первому пласту J-ой скважины;

(п/к 90) AI - извлекаемые запасы;

(п/к 111) T - время;

-"- FT (ϕ) - текущий коэффициент нефтеотдачи;

-"- DL (δ) - обводненность добываемой жидкости;

-"- XИТ (χ) - коэффициент, показывающий сколько тонн попутной воды приходится на одну тонну добытой нефти.

```
'BEGIN'
'INTEGER'I,J,N,K,MT;
'REAL'
DP0,DP1,DP2,MUW,S10,S20,S30,S40,S50,T,S1,S2,S3,S4,S5,
TB,KB,KH,SB,SH,W,KOP,E,RC,LM,S,A10,A1,A2,A3,A4,A5,KT,
QWT,DL,TK,QH,QST,DT,XMT,SQ;
MUW:=1;
N:=8;
K:=4;
DP0:=30;
DP1:=20;
DP2:=40;
LM:=283;
KH:=0.46;KB:=0.63;SB:=0.40;SH:=0.90;RC:=0.15;
TK:=20;DT:=1;
A10:=0;MT:=0;
'BEGIN'
'ARRAY'MUH,M,DS,MU0,MU,ALF,A,OS,BSE,BT2,B[1:N];
'BEGIN'
'ARRAY'MG,FG,QW,JS,XHG,QSG,DG[ :K];
'BEGIN'
'ARRAY'TS,L,V1,V2,V3,V4,V5,V6,TAV,F,DEL,XH,G,W,C,
TP,DEL0,Q,BSH,BT1,N,Ф,KZ[1:N,1:K];
'PROCEDURE'PP;
'BEGIN'
E:=TAV[I,J]/TS[I,J];
'IF'F'LE'1'THEN''BEGIN'
W:=ALF[I]*F;KOP:=SQRT(1+W);
V1[I,J]:=(2/3)*(3-W /(2+(2-W)*KOP));
V2[I,J]:=(2*MU0[I])/(3*(1-MU0[I]))*(KOP-1.5+(1/(1+KOP))));
F[I,J]:=V2[I,J];
DEL[I,J]:=0;
XH[I,J]:=1;G[I,J]:=0;
Q[I,J]:=V1[I,J];W[I,J]:=V2[I,J];
'END''ELSE''BEGIN'
V3[I,J]:=2*MU0[I]*(1+2*MU0[I])/(1+MU0[I])**2/3/E**2;
V4[I,J]:=1-(1+2*MU0[I])/(1+MU0[I])/3/E;
V5[I,J]:=MU0[I]/2*(1-1/E**2);
F[I,J]:=V4[I,J];
DEL[I,J]:=V5[I,J]*((V3[I,J]+V5[I,J])**(-1));
V6[I,J]:=(1+MU0[I])*(1-E)**2/4/E;
XH[I,J]:=1+V6[I,J] (V4[I,J]**(-1));
G[I,J]:=V5[I,J];
Q[I,J]:=V3[I,J]+V5[I,J];
W[I,J]:=V4[I,J]+V6[I,J];
'END'; 'END';
'PROCEDURE'PB;
'BEGIN'
S1: S2:=S3:=S4:=S5:=0;
'FOR'I:=1'STEP'1'UNTIL'N'DO''BEGIN'
TAV[I,J]:=T;L[I,J]:=1;
'IF'T'GE'T0'THEN'TAV[I,J]:=T0+H[I,J]*(T-T0);
'IF'T'GE'T0'THEN'L[I,J]:=H[I,J];
P2;
S1:=M[I]*Ф[I,J]+S1;
S2:=L[I,J]*(A[I]*Ф[I,J]/TS[I,J])*G[I,J]+S2;
S3:=L[I,J]*A[I]*Ф[I,J]/TS[I,J]*Q[I,J]+S3;
S4:=M[I]*Ф[I,J]*W[I,J]+S4;
S5:=M[I]*Ф[I,J]*F[I,J]+S5;
'END''END';
```

```
'PROCEDURE'PT;
'BEGIN'
'IF'ABS(T-T0)'LE'0.001'THEN''BEGIN'
'FOR'J:=1'STEP'1'UNTIL'K'DO''BEGIN'
H[1,J]:=H[2,J]:=H[3,J]:=H[4,J]:=H[5,J]:=DP1/DP0;
H[6,J]:=H[7,J]:=H[8,J]:=DP2/DP0;
'END''END';
'END';
READ(MUH,M,BSE,BSH,B);
PRINT(MUH,M,BSE,BSH,B,NEWLINE);
'FOR'I:=1'STEP'1'UNTIL'N'DO''BEGIN'
MU0[I]:=(MUH[I]*KB)/(MUW*KH);
DS[I]:=1;
A[I]:=(1+MU0[I])*M[I]*LN(LM/2/RC)/4/MU0[I];
ALF[I]:=((1/MU0[I])**2)-1;
MU[I]:=(1-MU0[I])/MU0[I];
'FOR'J:=1'STEP'1'UNTIL'K'DO''BEGIN'
Ф[I,J]:=B[J]*LM**2/2*0.3;L[I,J]:=1;
A1:=A10+M[I]*Ф[I,J];A10:=A1;
BT1[I,J]:=BSH[I,J]+3**.5*(.0106+.64*BSH[I,J]);
BT2[I]:=BSE[I]+3**.5*(.0106+.64*BSE[I]);
KZ[I,J]:=BT2[I];H[I,J]:=1;
TS[I,J]:=MUH[I]*A[I]*LM**2*10**2/3.6224/KH/KZ[I,J]/DP0;
C[I,J]:=M[I]/KZ[I,J]*(1+M*MU0[I])**0.5;
DELO[I,J]:=KZ[I,J]*B[I]/MUH[I];
'PRINT'''(IF15.2)'',TS[I,J];
'END''END';
PRINT(''A1='',A1,NEWLINE);
'FOR'T0:=100.5'DO'
'BEGIN'
PRINT(''T0='',T0,NEWLINE);
TK:=20;DT:=2.5;
T:=-DT;'FOR'T:=T+DT'WHILE'T'LE'TK'DO'
'BEGIN'
A2:=A3:=A4:=A5:=0;
PT;
'FOR'J:=1'STEP'1'UNTIL'K'DO''BEGIN'PB;
MG[J]:=S1;FG[J]:=S3/MG[J];QW[J]:=S2/360;QS[J]:=S3/360;
'IF'ABS(T)'LE'.001'THEN''BEGIN'XИG[J]:=1;'END'
'ELSE''BEGIN'XИG[J]:=S4/MG[J]/FG[J];'END';
QSG[J]:=MG[J]*FG[J]*XИG[J];DG[J]:=S2/S3;
A2:=MG[J]*FG[J]+A2;A3:=QW[J]+A3;
A4:=QS[J]+A4;A5:=MG[J]*FG[J]*XИG[J]+A5;'END';
FT:=A2/A1;QWT:=A3;DL:=A3/A4;QST:=A4;SQ:=A5;QH:=A4-A3;
'IF'ABS(T)'LE'.001'THEN''BEGIN'XИT:=1;'END'
'ELSE''BEGIN'XИT:=A5/A2;'END';
SQ:=SQ/1000000;
'IF'MT'EQ'0'THEN''BEGIN'
S20:=T;S30:=FT;S40:=DL;S50:=XИT;MT:=1;'END''ELSE'MT:=0;
'IF'MT'EQ'0'THEN'
'PRINT'''(#F15.4)'',S20,S30,S40,S50,T,FT,DL,XИT;
'END';
'FOR'J:=1'STEP'1'UNTIL'K'DO''BEGIN'
'FOR'I:=1'STEP'1'UNTIL'N'DO''BEGIN'
H[I,J]:=TP[I,J]:=1;'END''END';
'END';
'END''END''END''END'
'EOP'
```

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

I. МЕТОД ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРИМЕНЕНИЯ 3

I.I. Общие положения 3

I.2. Способы одновременной раздельной эксплуатации 4

I.3. Применение одновременной раздельной эксплуатации для контроля и регулирования процесса разработки 10

I.4. Применение одновременной раздельной эксплуатации для приобщения продуктивных горизонтов 14

I.5. Применение средств одновременной раздельной эксплуатации с целью решения технических задач по добыче нефти и газа 17

2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ КОНТРОЛЕ, РЕГУЛИРОВАНИИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА 20

Методы определения технологических показателей эффективности 20

2.I. Геолого-промысловые параметры, характеризующие состояние эксплуатационного объекта 20

2.2. Технологические показатели 21

2.3. Выделение групп пластов в многопластовом объекте для одновременной раздельной эксплуатации 24

2.4. Оценка параметров, определяющих условия применения ОРЭ для одновременной выработки пластов 31

Стр.

2.5. Обоснование технологической целесообразности перевода отдельных скважин на одновременную раздельную эксплуатацию ... 36

Методика определения экономической эффективности использования одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ) 39

2.6. Общие положения 39

2.7. Базы сравнения 41

2.8. Определение годового экономического эффекта 48

2.9. Показатели, используемые для расчета экономического эффекта и принципы их определения 44

2.I0. Определение экономического эффекта при использовании ОРЭ для регулирования процесса разработки многопластового нефтяного месторождения с целью интенсификации выработки одного из пластов 47

2.II. Определение экономической эффективности от использования ОРЭ с целью регулирования процесса эксплуатации для равномерной выработки пластов 49

2.I2. Определение экономической эффективности от использования одновременной раздельной эксплуатации с целью ограничения водопритока 50

2.I3. Особенности определения экономической эффективности от использования одновременной раздельной эксплуатации для раздельного отбора нефтей с различными товарными качествами 53

Стр.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРИОБЩЕНИЮ К РАЗРАБОТКЕ ПРОДУКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ 54

3.I. Оценка технологических показателей 55

3.2. Определение экономической эффективности приобщения пластов 60

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ РЕШЕНИИ ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ 64

4.I. Основные виды технических задач 64

4.2. Определение экономических показателей . . 66

5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ 69

6. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ 78

6.I. Рекомендации по выбору скважин и технологии проводки 78

6.2. Рекомендации по выбору оборудования . . . 76

6.3. Рекомендации по исследованию скважин . . . 78

6.4. О конструкциях скважин, применяемых для одновременной раздельной эксплуатации . . 88

ПРИЛОЖЕНИЕ I 89

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 . . . . . I04

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 . . . . . II7

Л - 42127 Подписано к печати
Формат 60х90 1/16. Объем 5 уч.-изд.л. Бумага № 2.
Заказ № 95. Тираж 300 экз. Цена 28 коп.

Рошапринт ОНТИ ВНИИ
1-й Дмитровский проезд, дом 10.

gost.e-ecolog.ru