



ВСЕСОЮЗНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

РУКОВОДСТВО

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

РД 39-1-29-77

МОСКВА 1978 г

**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 89-1-29-77

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. Ткаченко Р.А., Акиопян Э.А., Воробьев В.Д. В составлении принимали участие: Савушкин Б.В., Нейман Т.И., Петухова В.С., Вейно А.М., Мустафин Р.В.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ
ПЛАСТОВ

РД 89-1-29-77

Вводится впервые

Приказом Миннефтепромышленности № 44 от 18.01.78

Срок введения с 1.07.78 г.

Срок действия до 1.07.83 г.

I. МЕТОД ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ,
ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРИМЕНЕНИЯ

I.1. 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.

Объединяние 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 экономической 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.

1.2. 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, газ-лифт-газлифт, насос-насос, закачка-закачка, фонтан-насос, насос-фонтан, фонтан-газлифт, 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 перевести ее на одновременную раздельную эксплуатацию и затем при необходимости возвращать обратно на совместную эксплуатацию продуктивных пластов "Рис. I,а".

Производство скважин при оперативном способе ОПЭ отбирается по однорядному "Рис. Iа" 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 равномерно простое регулирование режима работы скважины и раздельную транспортировку жидкости на по-

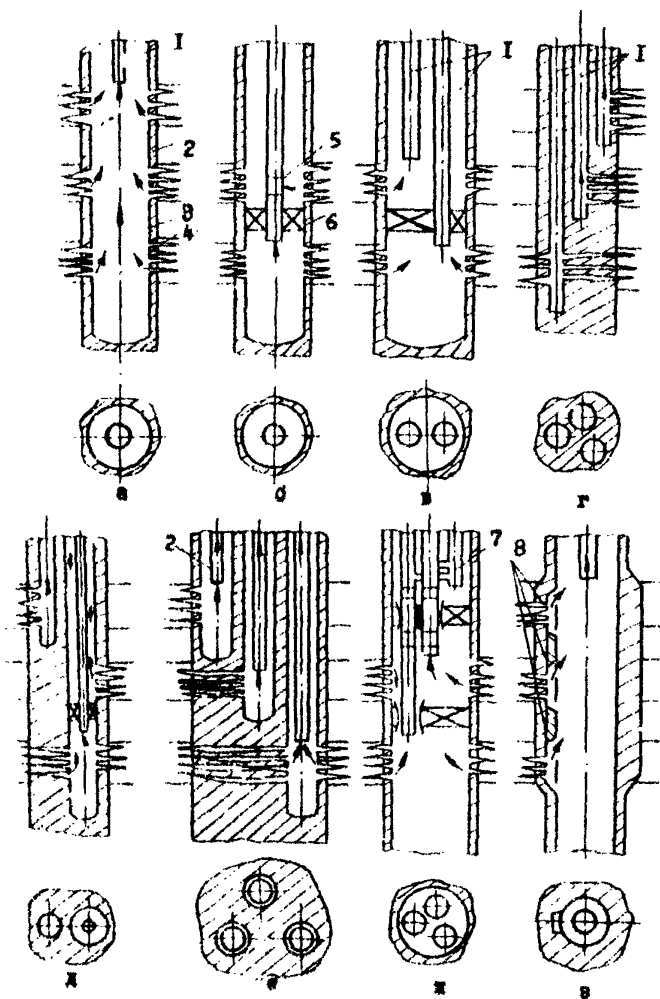


Рис. 1

Схемы способов совместной и однокорневой
раздельной эксплуатации:

а - совместная эксплуатация пластов;

б, в - опертяжный способ применения оборудования ОПЗ;

г, д, е, ж, з - схемы стационарного освоения ОПЗ.

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.1г,е". Число колонн может быть равно количеству эксплуатируемых пластов. В этом случае цементированные 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 многостольных скважинах может найти применение в районах с осложненными почвенно-климатическими условиями, с геологическим разрезом, в котором важно бурение скважин большого диаметра.

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

перфорируются на один пласт, а другая - на два пласта "Рис.1д". 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 ОПВ осуществляется спуском в скважину увеличенного диаметра специального оборудования для длительной непрерывной эксплуатации нескольких пластов "Рис.1ж". 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 подъемного оборудования: посадочными nipple-лями, 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. 1а".

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.

1.3. 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 ОПЭ 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 ОПЭ.

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 ОПЭ можно подразделить на три основные группы:

- 1) контроль и регулирование процесса разработки многопластового объекта с целью интенсификации текущей добычи и получения максимальной конечной нефтеотдачи;
- 2) приобщения новых продуктивных объектов к разработке

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

в) 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 запроецированной нефтеотдачи пластов путем обеспечения возможности регулирования процесса выработки запасов по пла-

отем (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 линейно-видных 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 11-16%, 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 1,3-1,4 раза по сравнению с совместной эксплуатацией при снижении себестоимости одной тонны нефти на 14-16%.

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 плановой и запроектированной технологической схеме 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 оценивается по методам, приведенным в главе 2 данного руководства.

1.4. 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 коверсации продуктивных пластов;
- б) уплотнения сетки эксплуатационных или нагнетательных скважин по одному из эксплуатируемых объектов многопластового месторождения;

в) приобщения лива 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 ОРЗ 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 разарботки

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 ОПЗ.

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

І.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 ОПЭ для целей раздельного исследования совместно эксплуатируемых пластов и другие задачи.

Целесообразность применения оборудования ОПЭ 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 (величина 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

2.1. Геолого-промысловые параметры, характери-
зующие состояние эксплуатационного объекта

При выделении эксплуатационных объектов на многопласто-
вых месторождениях, наряду с технологическим и технико-эконо-
мическим обоснованием, решающее значение для совмещения раз-
личных пластов имеют геолого-промысловые условия, характери-
зующие их строение и фильтрацию пластовых жидкостей.

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

Для проведения гидродинамических расчетов с целью вы-
явления 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 промышленных замеров и гидродинамических исследований.

Фактические данные о динамике пластовых давлений, продвижения контуров нефтенасыщенности, 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 ОРЗ, относятся: текущий дебит нефти, объем закачиваемой воды (по пластам и суммарно по объекту), обводненность пластов, текущая нефтеотдача, равномерность разработки 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 (окинг-эффект), провести обработку призабойной зоны (кислотку, ГИП, 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 проницаемости 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 полнотой ранее

переработки 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 ОПЗ 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 ОПЗ, 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

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

где N - количество пластов в залежи, индексом i отмечены параметры i -го пласта, m - пористость, Δb - изменение

водонасыщенности при переходе через ВНК, μ_1 , μ_2 - 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 депрессии 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 (A_1 , B_1 , V_1 и Γ_1), а второй - из двух (A_2 и B_2). Фильтрационные параметры этого уча-

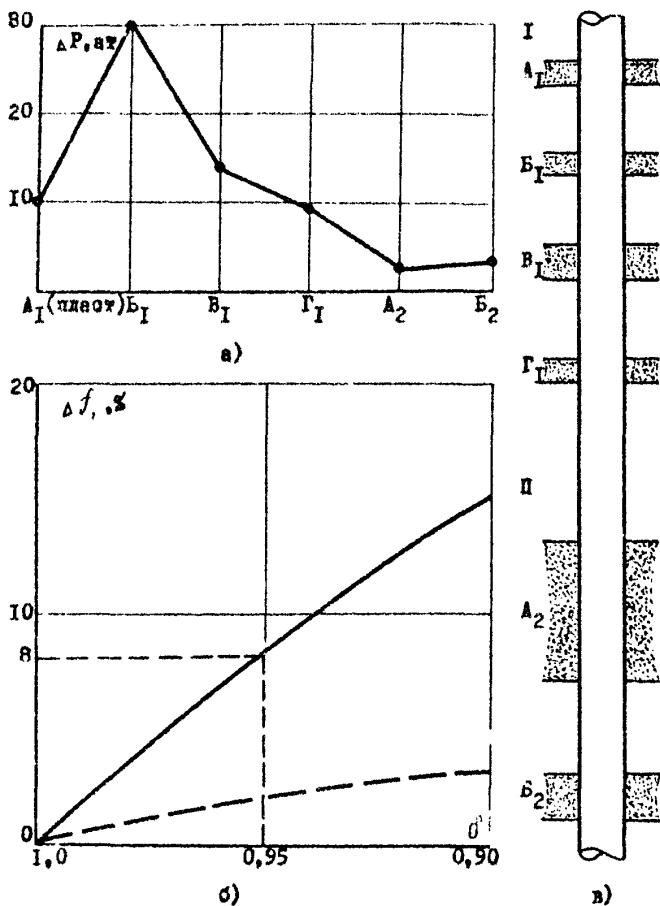


Рис. 2.

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

стка неогорждения приведены в табл. I. В этом случае $N = 6$.

Таблица I

Горизонт	I				II	
	A _I	B _I	B _I	Г _I	A ₂	B ₂
Проницаемость K_{*} , мд	21	7	15	22	100	71
Вязкость нефти μ_n , спз	4.25	4.25	4.25	4.25	8.60	3.60
Пористость m , %	0.21	0.21	0.21	0.21	0.22	0.22
Изменение водонасыщенности Δb	0.47	0.47	0.47	0.47	0.52	0.52
Оптимальная депрессия ΔP , атм	10	80	14	9.6	2.8	8.2

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

$$\omega = \frac{0.21 \cdot 0.47}{7 \cdot 80} \sqrt{1 + 2 \frac{4.25}{1}} \approx 0.00108$$

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

$$\Delta P_i = \frac{m_i \Delta b_i}{K_{*i} \omega} \sqrt{1 + 2 \frac{\mu_{ki}}{\mu_e}} \quad (2)$$

Депрессии на первом пласте:

$$\Delta P_I = \frac{0,2I \cdot 0,47}{2I \cdot 0,00108} \sqrt{I + 2 \cdot 4,25} \approx 10 \text{ атм}$$

Затем эти же расчеты проведем для остальных пластов. В результате получим, что $\Delta P_2 = 30$ атм (по условию), $\Delta P_3 \approx 14$ 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

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

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-

эффициенте нефтеотдачи порядка 8%.

Значения депрессий, рассчитанные по формуле (2), зависят от величины депрессии, принятой на пласте с наименьшей проницаемостью B_1 (80 атм). Поэтому реализация в пласте B_1 повышенной депрессии (например, не 80 атм, а 40, 50 или 60 атм) приведет к сокращению периода разработки месторождения (депрессии на высокопроницаемых пластах A_2 и B_2 соответственно увеличатся) и позволит сохранить необходимый темп отбора с большим коэффициентом нефтеотдачи.

Выражение (1) или диаграмма рис. 2,а позволяет провести разделение многопластового объекта на несколько групп. Например, при выделении трех объектов эксплуатации целесообразно выделить отдельно пласт B_1 , три пласта с близкими депрессиями A_1 , V_1 и $Г_1$ и два пласта A_2 и B_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 (1) 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.

Задавим 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

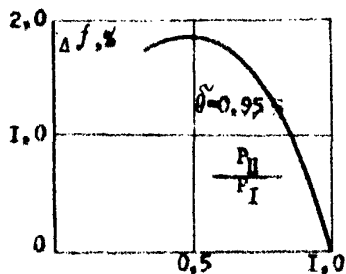


Рис. 8.

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 $\Delta P_{II} / \Delta P_I < 1$ показатель Δf будет положительным, т.е. применение ОРЭ приведет к дополнительной добыче нефти. Однако, увеличение депрессии на II горизонте, т.е. при $\Delta P_{II} / \Delta P_I > 1$ 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. 3.

2.4. Оценка параметров, определяющих условия применения ОРЭ 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-

разделения условий равномерной выработки пластов "Рис. 4".

Для расчета скорости перемещения фронта вытеснения в однородном пласте необходимо иметь значения следующих параметров: вязкости воды и нефти μ_w, μ_n (сП), пористости m , средней геофизической проницаемости $K(\bar{d})$, относительные фазовые проницаемости $K_{г}$ и $K_{н}$, изменение нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой ΔB , расстояние между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин l (м), начальную депрессию на каждом пласте ΔP^0 (кг/см²). Если использовать перечисленные размерности величин, то выражение для времени достижения ВНК эксплуатационного ряда будет иметь вид (См. Приложение).

$$t_{*} = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_w}{K_{г}} + \frac{\mu_n}{K_{н}} \right) \frac{m \Delta B}{K \Delta P^0} \frac{l^2 10^2}{316 224} \quad \text{лет} \quad (4)$$

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 $t_{*1} = 4$ годам, а по пласту Б - $t_{*1} = 3,6$ годам.

Пример I. Определить, во сколько раз необходимо изменить

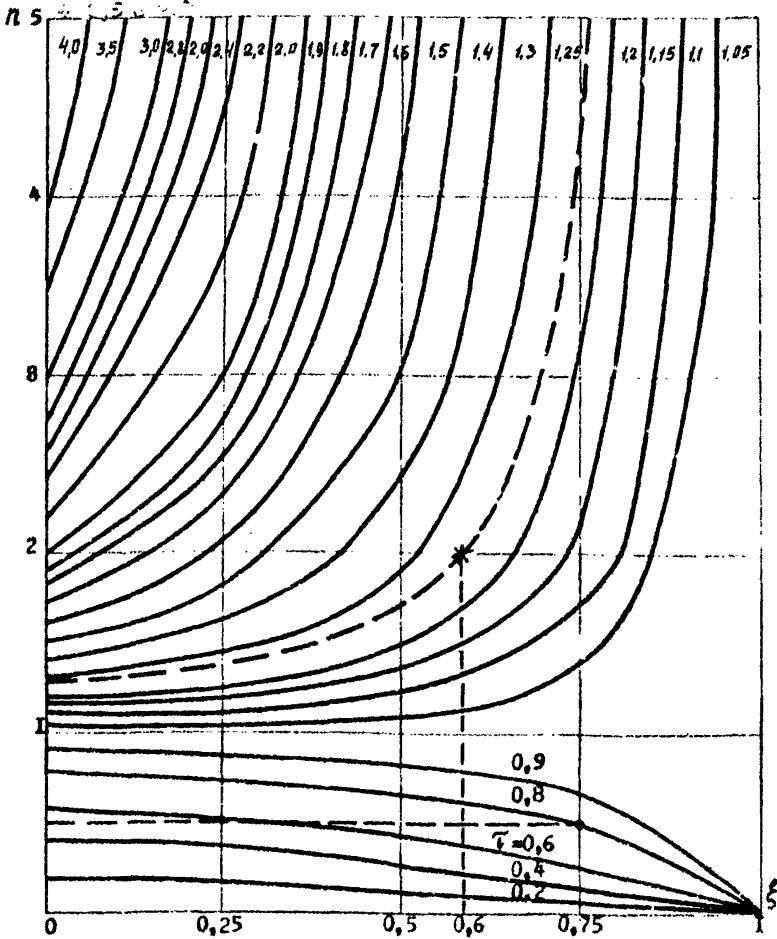


Рис. 4.
 Номотрица оценки эффективности
 ОРЭ.

- 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^0 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 $\xi = 2$ 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 заблокировать 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 $t_{*А}$ и $t_{*Б}$ с использованием фактических значений фильтрационных параметров. В настоящем примере рассмотрен случай, когда $t_{*А} = 4$ 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 $\bar{\tau} = t_{*А}/t_{*Б} = 4/8,6 = 1,25$. Далее находим абсциссу полученной точки (на рис. 4 эта точка отмечена звездочкой), $Z \approx 0,6$. Это означает, что перевод скважины на ОРЭ следует осуществлять после того, как пласт Б отработал 0,6 т своего безводного периода эксплуатации. Момент времени перевода находится по формуле

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

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		
	A _I	B _I	B _I	Г _I	Д _I	A ₂	B ₂	B ₂
Мощность, h, м	4,68	4,05	8,77	4,88	4,65	4,84	10,88	18,64
Проницаемость экспл.скв.								
K, мд	15	122	88	27	11	20	251	126
Проницаемость нагн.скважин								
K, мд	181	120	52	46	94	116	152	240

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

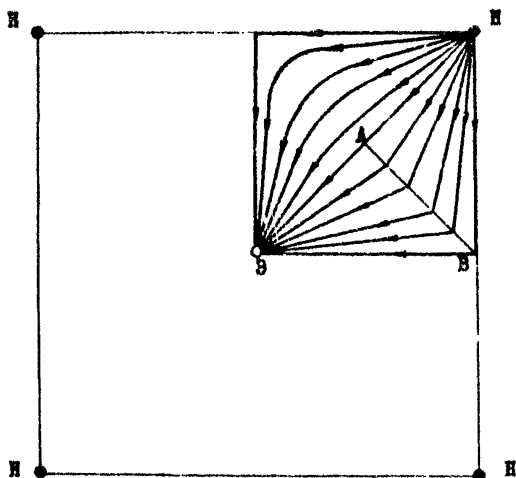


Рис. 5.

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

ва трубки тока, ограниченные перпендикулярными подошве и кровле залежи плоскостями, выходящими из нагнетательной и скважинными 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.м³.

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

Предположим, что через пять лет после начала совместной эксплуатации объекта его разработку 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 депрессии 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 ОРЭ.

Приведенные затраты представляют сумму себестоимости добычи 1 т нефти и нормативной прибыли.

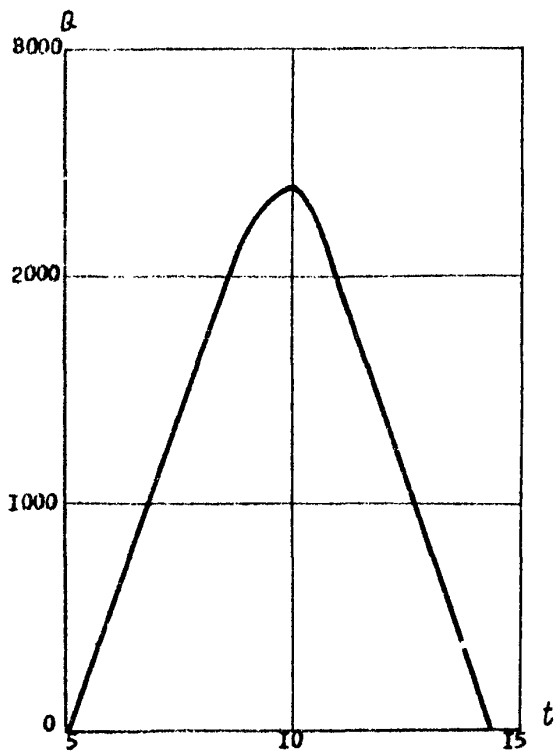


Рис. 6.

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

Формула приведенных затрат представляется в следующем виде:

$$Z_{пр.} = C + EK \quad (5)$$

где C - себестоимость единицы продукции, руб.; K - удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб.; E - нормативный коэффициент эффективности, равный 0,15.

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

2.7.База сравнения

Одной из важных задач при определении экономической эффективности внедрения ОПЭ 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, показателем использования техники, как правило, являются во времени и поэтому выбор базы сравнения имеет определенные особенности.

В случае экономической оценки оборудования для ОПЭ, 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 применять для объекта эксплуатации в целом, группы скважин к отдельной скважине. Эта же задача регулирования может решаться (для объекта в целом) путем дифференцированного воздействия на пласты с помощью раздельной закачки (ОРЭ) 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 методикой определения экономической эффективности новой технологии в технике 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, учитывавшей народно-хозяйственный эффект:

$$\mathcal{E} = (C_1 + \varepsilon K_1) Q_1 + (C_3 + \varepsilon K_3) \Delta Q - (C_2 + \varepsilon K_2) Q_2 \quad (6)$$

где C_1 и C_2 - себестоимость добычи 1 т нефти без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, соответственно; K_1 и K_2 - удельные капитальные вложения без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, соответственно; C_B и K_B - соответственно себестоимость и удельные капитальные вложения по месторождению (группе месторождений), замыкающему план развития отрасли; Q_1 и Q_2 - годовая добыча нефти без применения и с применением ОРЭ, соответственно; ΔQ - дополнительная добыча нефти; ε - нормативный коэффициент экономической эффективности (0,15).

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:

$$\Delta = [(C_1 + \varepsilon K_1) - (C_2 + \varepsilon K_2)] A_2 \quad (7)$$

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 вынимаемого 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 скважины оборудования, применяемого раньше, исключается, так как передается для оборудования других скважин. Таким образом, учитывается разница в стоимости оборудования скважины при ОПЭ и заменяемого оборудования.

Полная сумма капитальных вложений в вариантах эксплуатации с ОПЭ и базисном, принятом для сравнения, складывается из стоимости всего комплекса обустройства, необходимого для нормальной эксплуатации скважины, включая стоимость скважины, их оборудования, системы сбора продукции, поддержания пластового давления, энергоснабжения и прочего обустройства, приходящегося на I 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 ОПЭ. Имеется в виду, что применение ОПЭ 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 ОПЭ 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 скважины применительно к каждому нефтедобывающему району. По результатам определения капитальных вложений, приходящихся на одну эксплуатационную скважину, определяются удельные капитальные вложения на I 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:

$$K_y = \frac{K_s + K_o + K_g + K_{na} + K_{cs} + K_n}{Q_n} \quad (8)$$

где K_s - стоимость скважины; K_o - стоимость оборудования скважины, включая подземное и наземное с выкидными линиями до ГУ и стоимость ГУ; K_g - стоимость обустройства системы ШД, приходящаяся на I эксплуатационную скважину, включая стоимость нагнетательных скважин; K_{cs} - стоимость обустройства системы сбора продукции скважин, начиная от ГУ и включая сборные пункты и промысловые товарные нефтепарки, приходящаяся на I скважину.

$$K_{cs} = \frac{K'_{cs}}{Q_1} \cdot q_{ж} \quad (9)$$

где K'_{cs} - общая стоимость сист.мь сбора; Q_1 - добыча жидкости без ОРЭ (базисный вариант); $q_{ж}$ - дебит скважины по жидкости (индивидуальный, средний по группе, средний по объекту эксплуатации); K_n - стоимость объектов по подготовке нефти, приходящаяся на I скважину. Определяется аналогично (8); K_{np} - стоимость прочих объектов обустройства (пром.базы обслуживания, электроснабжение, связь и др.) на I скважину, руб.; Q_n - 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 1 т нефти.

Для определения годового экономического эффекта от использования ОПЭ и ОРЭ себестоимость рассчитывается для базисного варианта и варианта с применением ОПЭ и ОРЭ по объекту разработки, группе скважин или отдельной скважине, на которых внедряется оборудование ОПЭ и ОРЭ 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 ОПЭ в проектах разработки себестоимость рассчитывается по нормативам, используемым для этой цели, а при определении фактической эффективности в соответствии с "Инструкцией по планированию, учету и калькуированию себестоимости нефти и газа", утвержденной приказом МНП № 558 от 6.II.1978 г.

2.10. Определение экономического эффекта при использовании ОПЭ 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 (ОПЭ) 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:

$$\Delta\Pi = (Ц - C_2)Q_2 - (Ц - C_1)Q_1 \quad (10)$$

где $\Delta\Pi$ - 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, т.м.т.; Q_2 -
- оптовая цена 1 т нефти, руб./т.

2.11. 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 ОРЭ 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 ОРЭ.

2.12. 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 ограничения водопритока к скважинам с помощью оборудования ОРЭ 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.

$$Z_3^{\circ} = \frac{a_n (b_1 - b_2)}{(100 - b_1)(100 - b_2)} 100 \cdot Z_6^{\circ} \quad (II)$$

Z_3° - экономия затрат в связи с уменьшением добычи попутной воды, т.руб.; b_1 и b_2 - обводненность нефти соответственно

без применения ОРЭ и с применением ОРЭ, в %; Z_f^T - переменные затраты по сбору и транспорту нефти, коп./т; Q_n - 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:

$$Z_n^o = Q_{ж} \left(\frac{T_{ж} - T_n}{100} \right) Z_f^n \quad (12)$$

где Z_n^o - экономия переменных затрат в связи с уменьшением поступления попутной воды на технологическую установку по подготовке нефти, руб.; $Q_{ж}$ - объем жидкости, подлежащей обработке после применения ОРЭ, т; $T_{ж}$ - уменьшение количества жидкости, подлежащей обработке на технологической установке после применения ОРЭ, в %; T_n - темп прироста добычи нефти в результате ограничения водопритока с помощью ОРЭ, %; Z_f^n - 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 входи на изменение удельного веса жидкости, добытой механизированным способом из скважин, оборудованных под ОРЭ для ограничения водопритока, в общей добыче жидкости по месторождению (пласту, объекту) по формуле:

$$\mathcal{E}_3^0 = Q_{ж} \left(\frac{Y_2 - Y_1}{100} \right) Z_3^0$$

(13)

где \mathcal{E}_3^0 - экономия энергетических затрат; $Q_{ж}$ - добыча жидкости (общая) по пласту (объекту), т; Y_1 - удельный вес жидкости, добытой механизированным способом из скважины до перевода на ограничение водопритока с помощью ОРЭ, %; Y_2 - удельный вес жидкости, добытой механизированным способом из скважины после проведения мероприятия по ограничению водопритока с помощью ОРЭ, %; Z_3^0 - энергетические затраты по извлечению 1 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, расход на подготовку воды). Экономия расходов определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_3^0 = Z_n^3 \cdot Q_{в}$$

где Z_n^3 - переменные расходы по нагнетанию воды в пласт, руб./м³; $Q_{в}$ - объем снижения добычи попутной воды, тыс.м³.

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

$$\Delta\Pi_k = (C_k - C_0) \Delta Q_k \quad (K)$$

где $\Delta\Pi_k$ - дополнительная прибыль, т.руб.; C_k - цена на нефть повышенного качества, руб./т; C_0 - цена на нефть обычного качества, руб./т; ΔQ_k - дополнительное количество нефти повышенного качества, тыс.т.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРИСЫЩЕНИЮ 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 том или ином темпе 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 находится в эксплуатации (случай уплотнения сетки скважин), то при определении дополнительного дебита скважины учитывается влияние (интерференция) окружающих скважин. Методика учета приведена в следующем параграфе.

8.1. Оценка технологических показателей

Пусть имеется многопластовый объект, эксплуатируемый скважиной, 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 вышележащий (второй) горизонт, используется для приближения 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 приближения 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.

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

$$\begin{aligned} a_{11} q_1 + a_{12} Q_2 &= \Delta P_1 \\ a_{21} q_2 + a_{22} Q_2 &= \Delta P_2 \end{aligned} \quad (15)$$

где q_1 - дебит скважины до проведения мероприятия по увеличению производительности; Q_2 - суммарный дебит жидкости всех остальных скважин приближенного к эксплуатации объекта;

ΔP_1 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

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

Заменяем 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 (15) можно положить $q_1 = 0$, $\Delta P_1 = \Delta P_{1m}$, где ΔP_{1m} - перепад между приведенным давлением на контуре питания и пластовым давлением в том месте первого горизонта, где расположена рассматриваемая скважина. В результате получим

$$a_{12} Q_2 = \Delta P_{1m}; \quad a_{22} Q_2 = \Delta P_2 \quad (17)$$

Из этих соотношений с использованием (16) можно получить

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

Текущий технологический эффект определяется соотношением

$$\Delta Q_{эн} = \Delta Q_{1H} + \Delta Q_{2H} \quad (19)$$

где, ΔQ_{1H} - прирост нефти рассматриваемой скважины (в данном случае он просто равен дебиту нефти $\Delta Q_{1H} = q_{1H}$, так как до момента приобщения скважины первый горизонт не вкрывала);

ΔQ_{2H} - прирост нефти условной скважины.

Величину ΔQ_{2H} можно приближенно определить по содержанию нефти в добываемой жидкости δ и приросту дебита жидкости условной скважины в результате проведенного технологического мероприятия

$$\Delta Q_{2H} = \Delta Q_2 \delta \quad (20)$$

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

$$\begin{aligned} a_{11} q_1 + a_{12} Q_2' &= \Delta P_1 \\ a_{21} q_1 + a_{22} Q_2' &= \Delta P_2 \end{aligned} \quad (21)$$

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

$$Q_2' - Q_2 = \Delta Q_2 = -q_1 \frac{\Delta P_{1nl}}{\Delta P_2} \quad (22)$$

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

$$\Delta Q_{2H} \approx -q_{1H} \frac{\Delta P_{1nl}}{\Delta P_2} \quad (23)$$

и из (19) определяем текущий технологический эффект

$$\Delta q_{ЭН} = \alpha q_{1Н} \quad (24)$$

где

$$\alpha = I - \frac{q_1}{q_{1Н}} \frac{\Delta P_{1Н}}{\Delta P_2} \quad (25)$$

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 во 100% прирост суммарного дебита может быть определен по формуле (24), но с более простым выражением для α . Полагая $q_{1Н} \approx q_1$ и $\delta \approx I$, получим

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

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

$\Delta P_{1Н}$ и 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., 1972.

Пример. Определить коэффициент эффективности и текущий технологический эффект скважины № 1 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 $P_{пл.} = 105$ атм. Допустим далее, что в окрестности этой точки пласт дренируется тремя скважинами № 2, 3 и 4 с забойными давлениями соответственно 82,1; 60 и 98 атм.

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

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

2. Определяем давление на забое уловной скважины

$$P_K = \frac{82,1 + 60 + 98}{3} = 78,5 \text{ атм}$$

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

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

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

4. Определяем коэффициент эффективности скважины

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

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

смаатриваемого мероприятия).

$$q_{1Э} = \alpha q_1 = 0,58 \cdot 80 = 17,4 \text{ т/сут.}$$

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 приобщения) 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_1) 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 скважины под ОПЗ и ОПЗ складываются из стоимости специализированного оборудования (ОПЗ и ОПЗ), затрат на дополнительное оборудование устья скважины и определяются по прекокуранным ценам. Стоимость монтажа подземного оборудования учитывает капитальные вложения. Дополнительным показателем экономической эффективности применения ОПЗ и ОПЗ является прирост прибыли от дополнительной добычи нефти (хозрасчетный эффект). Этот показатель определяется исходя из действующих цен предприятия на нефть, себестоимости I т дополнительной нефти и ее количества, полученного в данном году.

$$\Delta \Pi = (C_1 - C_2) \Delta Q_{\text{д}} \quad (27)$$

C - себестоимость дополнительной нефти, руб./т.

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

Приобретение объектов для нагнетания воды увеличивает объем нагнетания воды и способствует наиболее полному извлечению нефти из приобсаемых объектов.

Источником экономии в данном случае является снижение себестоимости закачиваемой воды в приобсаемые 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 стоимо-

нического эффекта принимается себестоимость закачки до приоб-
ращения объектов или расчетную себестоимость без закачки в
приобценные пласты. Последняя определяется полными затратами
на закачку в условиях приобцення пластов без учета пе_менных
затрат на дополнительную закачку в приобценные пласты.

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

4.1. 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 ОПЭ.

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

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

Схема оборудования ОПЭ "отбор газа из газового пласта - отбор нефти с помощью ВЗГ" 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 подъемного оборудования ОПЭ с применением ВЗГ, в скважине устанавливается два пакера: верхний, разделительный и нижний, разобщающий пласты друг от друга.

Оборудование ОПЭ 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 стангового насоса. Подъемное оборудование скважины, предназначенной для ВСЗ, включает колонну насосно-компрессорных труб, муфту перекрестного потока и разобщающий межпластовый пакер. Опытные установки ВСЗ применялись в Западной Сибири.

Имали место случаи отключения пакерами на разработку 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 равнощение 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 равнощения 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 ОРВ для решения отдельных технологических задач должно подвергаться специальной технико-экономической оценке.

Принципиально экономическая оценка целесообразности использования оборудования ОРЭ и ОРВ 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 ОРВ и ОРЗ 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 ОРЭ 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.В), предусматривающие интенсификацию разработки месторождения, увеличение нефтеотдачи, снижение металлоемкости и капиталоемкости.

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

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 о применении 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 сощмещения их в один объект даже с применением ОРЭ. Решающее влияние на

совмещение пластов оказывает 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. Боронова 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 при 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

6.1. Рекомендации по выбору скважин и технологии продовки

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. Ватем 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. ТатарНИИнефть, Бугульма, 1968. Временная инструкция по одновре-

менному раздельному створу нефти из нескольких пластов одной сеткой скважин. ТатНИИНефть, Бугульма, 1969).

Особое внимание уделяется проверке технического состояния скважин. Целью проверки технического состояния скважины является исключение неудачных попыток или аварий при переводе скважин под ОПЗ или ОРЗ. Для этого необходимо обследовать эксплуатационную колонну шаблоном с целью выявления дефектов в ней (снятие, отвод, порны, наличие заусениц в интервале перфорации и т.д.) или уменьшение диаметра скважин вследствие 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 распаковки плотно прилегли 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 1 метр цементной перемычки между разобщаемыми пластами не должен превышать 20 кг/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 отмычки 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 цементая 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 ОПЭ 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 гидродескоструйным способами. Освоение осуществляется обычным способом. Если вскрытые пласты имеют низкие коэффициенты продуктивности, проводят соответствующую обработку призабойной зоны. Эти работы прозодят 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 перекрывает 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:

1) 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;

10) 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 скважины.

6.3. Рекомендации по исследованию скважины

Исследования скважины до перевода на ОПЗ или ОПЗ 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 относятся 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 применить 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 неуставившихся 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 гидродоупроводности) учитывается не дебит скважины в целом, а дебит отдельного пласта, с учетом возможного перетока жидкости между пластами.

Последовательность исследования скважины следующая:

1. 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 дают 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.

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

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

$$\varepsilon_1 = \frac{Q'_1}{4\pi i}; \quad \varepsilon_2 = \frac{Q'_2}{4\pi i}; \quad \dots; \quad \varepsilon_n = \frac{Q'_n}{4\pi i} \quad (29)$$

где $Q'_{1,2,\dots,n}$ - количество жидкости в пластовых условиях, на котором изменился дебит каждого пласта в результате изменения режима работы скважины для снятия кривой восстановления давления, см³/сек.

Приведенный радиус скважины, проницаемость 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 прямоугольный 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 обводнившиеся скважины 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 скважины на ОПЗ необходимо снять профиль приемистости подлежащих разобщению пластов не менее чем на трех режимах (причем два из них должны быть сняты при давлениях, равных предполагаемому 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 ОПЗ, 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 подъемного оборудования и определение эффективности применяемого 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 сбор 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, дебитометров, расходомеров и т.д.) без прекращения работы пластов; б) прекращение и возобновление работы разобщенных пластов независимо друг от друга; в) осуществление налива 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-

насосно-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 ОПЗ, получающие распространение в зарубежной практике. В соответствии с конструкцией скважин применяются и различные типы оборудования ОПЗ.

В скважинах обычной конструкции применяется как однорядное подземное оборудование ОПЗ, в котором используются наиболее распространенные насосно-компрессорные трубы, то есть диаметром $2\frac{1}{2}$ " , так и многорядное, чаще всего, двухрядное оборудование ОПЗ с параллельным и концентрическим расположением насосно-компрессорных труб.

В одноколонных конструкциях скважин устьевая арматура соответственно применяется одноканальная, т.е. стандартная для однорядного оборудования ОПЗ, 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 ОПЗ на любой стадии раз-

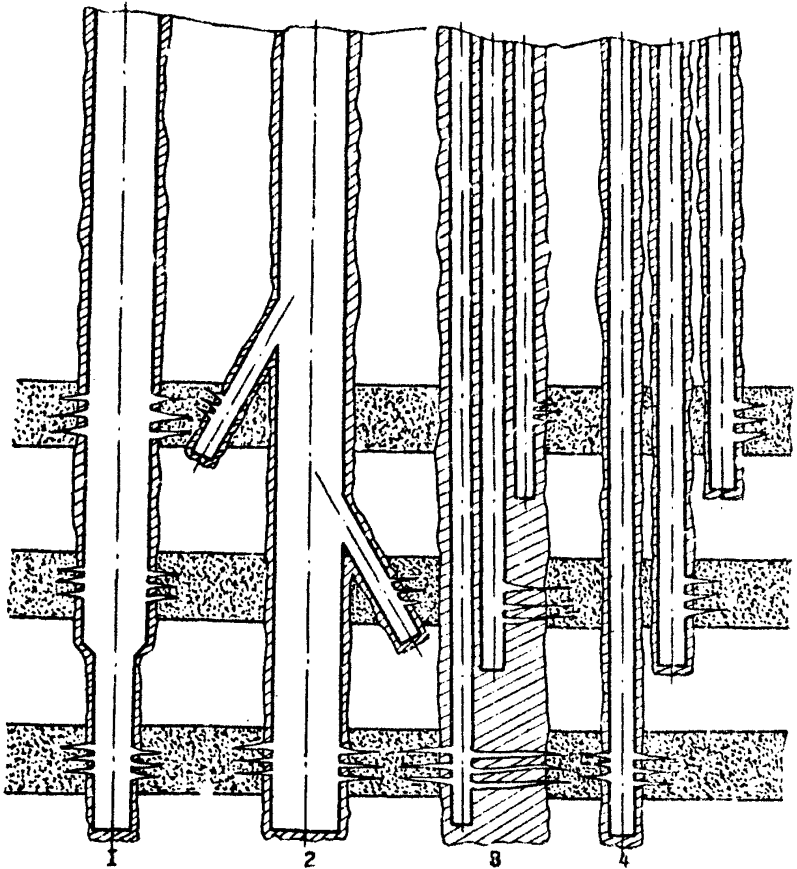


Рис. 7.

Схемы конструкции склади для одновременной
раздельной эксплуатации

1 - ступенчатая

3 - многорядная

2 - многокамерная

4 - многослойная

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 ОПЭ или в случае необходимости извлечения оборудования ОПЭ не требуют больших затрат времени и средств. Поэтому способ осуществления ОПЭ в скважинах обычной конструкции может быть назван оперативным. Чаще всего этот способ применяется в неосложненных условиях эксплуатации, в старых районах, где ОПЭ не предусматривалось с самого начала проектирования разработки месторождения.

Недостатком осуществления ОПЭ 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 ОПЭ, диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с размерами многорядных подземных установок, добычных возможностей и продуктивности пластов, с учетом необходимости перевода с фонтанной добычи на механическую без подъема оборудования, осуществления отбора жидкости из одного пласта и закачки воды в другой пласт и т.д.

Скважины специальной конструкции более капиталоёмкие, чем обычные скважины, однако затраты на осуществление ОПЭ окупаются за счет увеличения надежности работы оборудования, возможности проведения необходимых профилактических и ремонтных работ в скважине без отравивания 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 ряде экспериментов и в гораздо меньшем объеме эксплуатируются многозабойные скважины.

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

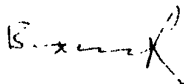
Для осложненных условий эксплуатации институтами ВНИИ и ВНИИдрнефть и ОКБ ЦЭ разработана конструкция специальных сква-

или ОРВ диаметром 219 мм и дано технико-экономическое обоснование применения таких скважин.

Конструкция скважин диаметром 219 мм дает возможность использовать два ряда насосно-компрессорных труб обмечного диаметра (73 мм) (при необходимости с газлифтными клапанами) и осуществлять перевод их с фонтанного способа добычи нефти на механизованный без подъема оборудования.

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

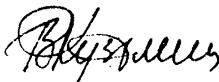
Директор ВНИИ



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.

$$\frac{\partial m \rho_n}{\partial t} + \frac{\partial \rho_n u_n}{\partial x} = 0 \quad \frac{\partial m \rho_e}{\partial t} + \frac{\partial \rho_e u_e}{\partial x} = 0$$

$$u_n = -\frac{k}{\mu_n} k_n \frac{\partial p_n}{\partial x} \quad u_e = -\frac{k}{\mu_e} k_e \frac{\partial p_e}{\partial x} \quad (30)$$

В этих уравнениях p обозначает давление, ρ - плотность, m - пористость, k - проницаемость, μ - вязкость, u - скорость фильтрации, k_e , k_n - 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

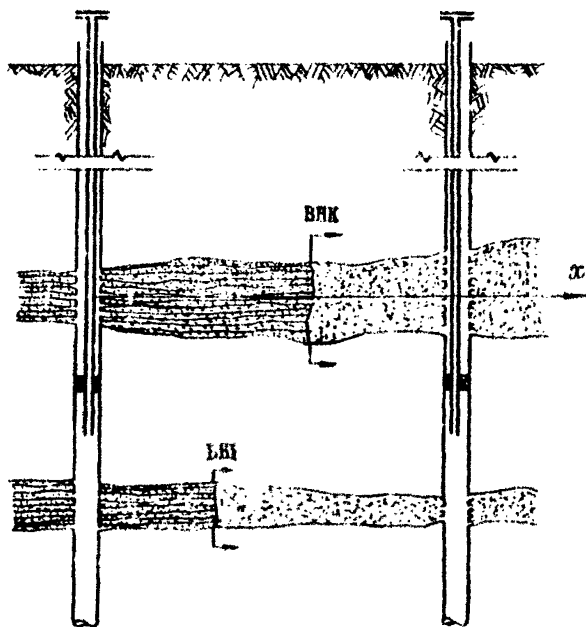


Рис. 8.

Схема вытеснения нефти водой
(См. приложение I)

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

$$\dot{X} = \frac{dx}{dt} = \frac{U_n}{m_{\Delta \epsilon}} \quad (31)$$

В качестве граничного условия примем, что при $t = t_0$
водо-нефтяной контакт находится на расстоянии X_0 от на-
гнетательного ряда скважин, т.е.

$$X(t_0) = X_0 \quad (32)$$

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

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

Давление и скорость будем считать одинаковыми по обе
стороны ВНК

$$U_e(t, X) = U_n(t, X) \quad (34)$$

$$P_e(t, X) = P_n(t, X) \quad (35)$$

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

$$X\dot{X} + lD\dot{X} = \frac{\kappa_{\Delta} P^0 \kappa_n}{m_{\Delta \epsilon} \mu_n} \quad (36)$$

где введено обозначение

$$D = \frac{\mu_n}{\kappa_n} \left(\frac{\mu_{\Delta}}{\kappa_{\Delta}} - \frac{\mu_n}{\kappa_n} \right)^{-1} \quad (37)$$

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

$$\frac{X}{l} = \frac{2kt_{\Delta P^0}}{m_{\Delta B} l^2} \frac{K_H}{\mu_H} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{2kt_{\Delta P^0}}{m_{\Delta B} l^2} \frac{K_H}{\mu_H}} \right] \quad (38)$$

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

$$t_* = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_B}{K_B} + \frac{\mu_H}{K_H} \right) \frac{m_{\Delta B}}{K_{\Delta P^0}} l^2 \quad (39)$$

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

$$U(K) = K \frac{K_B}{\mu_B} \frac{\Delta P^0}{l} \quad (40)$$

Для решения уравнения (36) воспользуемся теперь граничным условием (32) и предположим, что в момент времени $t=t_0$ мы изменили депрессию на пласте в n раз. Решение для местоположения фронта вытеснения будет иметь следующий вид

$$\frac{X^2}{2} + lDX - K \frac{K_H n \Delta P^0}{\mu_H m_{\Delta B}} = K \frac{K_H (1-n) \Delta P^0}{\mu_H m_{\Delta B}} t_0.$$

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

$$t'_* = \left(1 - \frac{1}{n} \right) t_0 + \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_B}{K_B} + \frac{\mu_H}{K_H} \right) \frac{m_{\Delta B}}{K_{\Delta P^0}} l^2 \quad (41)$$

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

$$\eta = \frac{1 - \zeta}{\frac{1}{\tau} - \zeta} \quad (42)$$

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^0), и $\zeta = t_0/t_{*2}$ определяющий какую долю этого времени пласт уже отработал на начальной депрессии. В связи с этим зависимость η 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

$$Z(t) = \int_0^t \frac{\Delta P(t)}{\Delta P^0} dt \quad (43)$$

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

$$X\dot{X} + eD\dot{X} = \frac{\kappa\kappa}{\mu h} \frac{\kappa D}{m\Delta b} Z \quad (44)$$

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

$$\frac{1}{2} X^2 + eDX = \frac{\kappa_n}{\mu_n} \frac{\kappa D}{m \Delta b} Z$$

Скорость фильтрации нефти определяется выражением

$$U_n(t) = \frac{\kappa_n}{\mu_n} \frac{\Delta P^0}{c} \kappa \left[1 + \alpha \frac{z(t)}{z_*} \right]^{-1/2} \dot{z}(t) \quad (45)$$

После прорыва воды в скважину скорость движения жидкости будет равна

$$U_b(\kappa) = \frac{\kappa_b}{\mu_b} \frac{\Delta P^0}{c} \kappa \dot{z}(t) \quad (46)$$

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

$$\sum_{i=1}^N q_i = Q_0, \quad q_i = h_i U_i \quad (47)$$

Введем в рассмотрение следующую функцию

$$V(Z) = \begin{cases} \left(1 + \alpha \frac{z}{z_*} \right)^{-1/2} & \text{при } z \leq z_* \\ \left(\frac{\mu_n}{\mu_b} \right) \left(\frac{\kappa_b}{\kappa_n} \right) & \text{при } z > z_* \end{cases}$$

тогда скорость фильтрации можно представить в таком виде

$$U(t) = \frac{\kappa_n}{\mu_n} \frac{\Delta P^0}{c} \kappa \dot{z} V(Z) \quad (48)$$

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

$$\dot{z} \left[\frac{\Delta P^0}{\ell} \sum_{i=1}^N \frac{\kappa_{ni}}{\mu_{ni}} \frac{\kappa_i h_i}{m_i \Delta b_i} U_i(z) \right] = Q.$$

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 κ не может быть отрицательной или бесконечно большой (трещины отсутствуют). Плотность распределения проницаемости по мощности $f_1(\kappa, \beta)$ 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 $\beta_0 \leq \beta \leq \beta_1$. 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

$$q_e(t) = \frac{h \Delta P^0}{\mu_e \ell} \kappa_e \int_{\beta_0}^{\beta_1} f_2(\beta) d\beta \int_{a/t}^{\beta} \kappa f_1(\kappa; \beta) d\kappa \quad (49)$$

Предположим, что $f_1(\kappa; \beta)$ и $f_2(\beta)$ равномерно распределены на отрезках $[0; \beta]$ и $[\beta_0; \beta_1]$ соответственно.

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

$$q_{в}(t) = K_{в} \frac{h_{\Delta P^0}}{2\mu_{в}l} \cdot K_{к} \left(1 - \frac{t^2}{t_*^2}\right)$$

где время начала обводнения пласта t_* и фиктивная проницаемость пласта $K_{к}$ определяются выражениями

$$t_* = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_{в}}{K_{в}} + \frac{\mu_{к}}{K_{к}} \right) \frac{m_{\Delta B}}{K_{к} \Delta P^0} l^2; \quad K_{к} = \left(\frac{\beta_1^2 - \beta_2^2}{2 \ln \beta_1 / \beta_2} \right)^{1/2} \quad (50)$$

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

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

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

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

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

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

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

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-

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

$$f(t) = \sum_{i=1}^N \frac{m_i h_i}{M} \Delta b_i (y_2^i + y_4^i)$$

$$\delta^i(t) = \left(\sum_{i=1}^N \frac{a_i h_i}{t_{*i}} y_5^i \right) \left[\sum_{i=1}^N \frac{a_i h_i}{t_{*i}} (y_1^i + y_3^i + y_5^i) \right]^{-1}$$

$$\chi(t) = \frac{1}{f(t)} \sum_{i=1}^N \frac{m_i h_i}{M} \Delta b_i (y_2^i + y_4^i + y_6^i) \quad (53)$$

Здесь и в дальнейшем будут использованы следующие обозначения

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

$$a_i = \frac{1 + \mu_{oi}}{2} m_i \Delta b_i ; \quad b_i = \frac{1}{3} \frac{1 + 2\mu_{oi}}{1 + \mu_{oi}} m_i \Delta b_i ; \quad (54)$$

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 $\delta^i(t)$ в соответствии с (51) можно считать $y_1^i(t) \equiv 0$ и

разрешить ее относительно t_{σ} (времени обводнения скважины на $\delta\%$):

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

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

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

где введено обозначение $\varepsilon = (1-\delta^2)/4\delta^2$

Величина ε обычно очень мала. Например, при обводненности добываемой жидкости на 95-98% имеем $\varepsilon = 0,005-0,013$. 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

$$\omega = \frac{m_i \Delta \sigma_i}{k_{*i} \Delta P_i} \left(1 + 2 \frac{M_{*i} k_{\sigma i}}{k_{*i} M_{\sigma}} \right)^{1/2} = const \quad (57)$$

Таким образом, при эксплуатации многопластового объекта максимальное значение коэффициента конечной нефтестлачи 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 ($m, \Delta b, k, \mu_n, K_b, K_n$), 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. Вся 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 область взаимодействия двух скважин будет квадрат, в противоположных вершинах которого расположены нагнетательная и эксплуатационная скважины.

Разобъем 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. Течения в каждой труб-

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

$$\frac{\partial m \rho_n}{\partial t} + \frac{\partial \rho_n u_n F(x)}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial m \rho_e}{\partial t} + \frac{\partial \rho_e u_e F(x)}{\partial x} = 0;$$

$$u_n = -\frac{\kappa}{\mu_n} \kappa_n \frac{\partial p}{\partial x}; \quad u_e = -\frac{\kappa}{\mu_e} \kappa \frac{\partial p}{\partial x} \quad (58)$$

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

$$u(t, x) = \frac{V(t)}{F(x)} \quad (59)$$

Если ввести обозначение

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

то при помощи граничного условия

$$p_e(t, x) = p_n(t, x)$$

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

$$u(t, x) = \kappa \frac{\kappa_n}{\mu_n} \frac{\Delta P^0}{F(x)} \frac{D}{f(x) + Df(l)}$$

и выражение для скорости после прорыва воды в скважину

$$U(x) = K \frac{K_6}{\mu_6} \frac{\Delta P^0}{f(\ell) F(x)} \quad (60)$$

Здесь ΔP^0 с.с. означает депрессию между рассматриваемой нагнетательной и выбранной эксплуатационной скважинами, которая считается постоянной. ℓ - кратчайшее расстояние между скважинами; $X(t)$ - местоположение подо-нефтяного контакта.

Предположим, что трубка тока является неоднородной по мощности и пространству, причем функции распределения проницаемости такие же, как и для всего пласта. Проведя 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

$$q_b(t) = K_* \frac{K_6}{\mu_6} \frac{\Delta P^0}{2f(\ell)} \left(1 - \frac{t_*^2}{t^2}\right) \quad (61)$$

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

$$t_* = \frac{\sqrt{u_n}}{k_* k_n} \frac{m \Delta \phi(\ell)}{D \Delta P^0} \frac{10^2}{316224} \quad (62)$$

Для рассматриваемого элемента залежи, представленного на рис. 5, об объ взаимодействии 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 $f(l)$ и $\Phi(l)$ можно получить следующие выражения

$$f(l) = \frac{l}{F_1} \ln \frac{F_2}{F_0}; \quad \Phi(l) = \frac{1+2D}{4} \ln \frac{F_2}{F_0} \quad (63)$$

где l - кратчайшее расстояние между скважинами, F_0 - площадь поверхности забоя скважины, через которую проходит нагнетание воды в область взаимодействия, F_2 - площадь области взаимодействия при максимальном расширении трусок 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

$$l_3 = l \sqrt{\frac{1}{2} \ln \frac{F_2}{F_0}} \quad (64)$$

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

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

$$\delta(t) = \frac{\sum_{ij} \frac{\alpha_i V_{ij}}{\bar{\alpha}_{*ij}} Y_5^{ij}(t)}{\sum_{ij} \frac{\alpha_i V_{ij}}{\bar{\alpha}_{*ij}} \left[Y_1^{ij}(t) + Y_3^{ij}(t) + Y_5^{ij}(t) \right]}$$

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

где

$$M = \sum_{ij} m_{i\Delta} V_{ij}$$

Эффективное расстояние между скважинами $\ell_{\text{э}}$ 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 негнетательных 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 146 и 168 мм. Оборудование для скважин диаметром 219 мм в настоящее время находится в стадии разработки.

Установки, выпускаемые объединением, подразделяются на следующие типы:

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

а) с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб (1УФК, 2УФК, 3УФК);

б) с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб (УФЭ, УФ1, УФ2, 4УФЭ).

2. Установки для раздельной добычи нефти газлифтным способом -

а) с подачей газа с устья скважины (1УЛГ);

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 (УГРІ, УГРТІ, УГР2, УГРТ2, ІУГР2, ІУГРТ2, УГРС, УГР-ВоВ, УГР-ВоВД, УГРМ);
- б) с параллельной подвеской насосно-компрессорных труб и параллельно подвешенными насосами (УГРП, УГРПІ, УГРПВ, 2УГРП, УГРПІ);
- 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 (УГІ, УГВ).

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

- а) с концентрической подвеской насосно-компрессорных труб (ІУРВ, 2УРВ, УВК-2Р, УВК-2Ш, УВК-2Р, УВК-3Р);
- 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", ЦНИИХИМНЕФТЕМАШ, М., 1975 г.

Таблица

Параметры	Цифры установок					
	1УФК-	1УФК-	2УФК-	2УФК-	3УФК-	3УФК-
	-146-210	-168-210	-13-210	-168-210	-146-210	-168-210
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168	146	168
Наибольшее рабочее давление, кг/см ²	210		210		210	
Количество рядов насосно-компрессорных труб	1		2		3	
Условный диаметр насосно-компрессорных труб	50;73;89		48 и 89		33;60 и 48;73 и 114	
Наибольшая глубина установки пакера, мм	3000		0	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	118	135	118	135	118	135
длина (без в.к.труб)	3705	3870	6630	4910	3700	3800
Вес оборудования, кг:						
наземного	2796		2796		2872	
подземного	95	105	141	161	120	126

Таблица

Параметры	Шифр установок			
	УФ3-168-210	УФП-146-210	УФП2-168-210	4УФ3-73x50x48-219
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	146	168	219
Рабочее давление, кг/см ²	210	210	210	210
Наибольшая температура рабочей среды, °С	100	100	100	100
Допускаемые сочетания условных диаметров насосно-компрессорных труб, мм				
при толщине стенки эксплуатационной колонны: не более 9 мм	60 и 60	48 и 48	78 и 48; 60 и 60; 60 и 48	78,60 и 48
более 9 мм	60 и 48			
Габаритные размеры оборудования, мм:				
наземного подземного (диаметр x длина, без насосно-компрессорных труб)	2170x310x1200	2170x310x1200	2800x1130x1585	1600x1525x2960
Вес оборудования, кг	135x4380	118x3000	144x1944	188x4100
наземного подземного	1120 219	1050 105	1320 280	1490 650

Таблица

010.108

РА 89-1-29-77

Параметры	Диаметр установок				
	УП-168-2х125	УВГ-146-210	УВГ-168-210	УВГ-146-210	УВГ-168-210
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	146	168	146	168
Рабочее давление, кг/см ²	125	210	210	210	210
Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм					
первого концентричного ряда	78 и 48				
второго параллельного ряда	48		0		
Наибольшая температура рабочей среды, °С	100	100	100	100	100
Наименьший диаметр прохода оборудования для приборов, мм	40	45	45	40	40
Габаритные размеры оборудования, мм					
подземного					
диаметр	135	122	142	122	142
длина	2260	7000	7800	7000	7950
Вес оборудования, кг					
подземного	70	230	280	280	385

Таблица

Параметры	Шифр установок									
	УТР1-В	УТР1-В	УТР2-В	УТР2-В	УТР1-Н	УТР1-Н	УТР2-Н	УТР2-Н	УТР2-Н	УТР2-Н
Наисольшая теоретическая производительность, м ³ /сутки	458	458	458	458	458	458	458	458	810	810
Условный размер насоса, мм										
верхнего (типа ИНР или ИНРТ)	32,43	32,43	32,43,55	32,43,55	32,43,55	32,43,55	32,43,55	32,43,55	32,43,55	32,43,55
нижнего типа ИГВ1	28,32	28,32	28,32,38	28,32,38	28,32,38	28,32,38	28,32,38	28,32,38	28,32,38	28,32,38
типа ИГН1 или ИГН-2	38,43	38,43	43,55	43,55	43,55	43,55	43,55	43,55	43,55	43,55
верхнего (типа ИНР или ИНРТ)	28,32	28,32	28,32,43	28,32,43	28,32,43	28,32,43	28,32,43	28,32,43	28,32,43	28,32,43
нижнего типа ИГВ1	48,55	48,55	55,68	55,68	55,68	55,68	55,68	55,68	55,68	55,68
типа ИГН1 или ИГН-2	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
Наис. диам. подземн. оборудования, мм	132,5	132,5	135	135	130	130	135	135		
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	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000
Наиб. глубина устан. пакера ИИМР, ИИМ2, м	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Наиб. перепад давлений между пластинами, кг/см ²	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160

Параметры	Шифр установок				
	УГРС-В	УГРС-Н	УГР-ВсВ	УГР-ВсВд	УГРМ
Наибольшая (теоретическая) производительность, м ³ /сутки	293,5	293,5	126	166,5	166
Условный размер насоса, мм:					
верхнего (типа ГНВР)	32 и 48		32 и 48		
нижнего (типа ГННР)	38/43, 38/55, 43/55, 43/68	32, 43, 55 и 68 38/43, 38/55, 43/55, 43/68		38 и 43	43
(типа ГГВГ)			28, 32, 38 и 48		
(типа 2ГГВС)				38, 43 и 55	
(типа 3ГГН2)					55
(типа ГГНС)	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	1800, 2400, 3000	1800, 2400 3000	3000	2400, 3000	1800, 2400, 3000
Наибольшая глубина установки насоса, м					
типов ЦГГР1 и ЦГГР2	1600				
типов ЦГМР и ЦГГМ2	3000	3000	3000	3000	3000
Наибольший перепад давления между пластами, кг/см ²	140	140			
Наибольший диаметр подземного оборудования, мм	130	135	116	116	126
Вес подземного оборудования (без труб, штанг, при макс. размерах насосов), кг	471,3	979,9	377	437,2	593

Таблица

Параметры	№ шифр установок						
	УГРП-Н/В	УГРП-В	УГРП-Н	УГРП	УГРПБ	2УГРП	УГРП-3П
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168	168	168	168	146	168, 219
Наибольшая (теоретическая) производительность, м ³ /сутки	98	70	220	126	220	166	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, 43				32, 43, 55
типа НГН2			56, 68	32, 43	32, 43	28, 32, 43	32, 43, 55
типа 2НГН2				32, 43	32, 43, 55	43, 55	32, 43
Ход плунжера насоса, мм	1300, 2400 3000	1800, 2400 5000	1800, 2400 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400, 3000	1800, 2400	1800, 2400, 3000
Наибольшая глубина установки пакера, мм типа ППГР1 ч ППГР2 ППГМ2 и ППМР ППМ	1600 3000	1600 3000	1600 3000	3000	3000	3000	3000 3000
Наибольший перепад давления между пластами, кг/см ²	140	140	140	160	160		
Наибольший диаметр подземного оборудования, мм	136	136	136	136	136	116	136
Вес подземного оборудования (без труб, штанг при максимальных условных диаметрах насосов), кг	495-540	495-540	495-540	537,1	689,8	474,6	738

Таблица

П а р а м е т р ы	Шифр установки УНР 48/68-5
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Наибольшая (теоретическая) производительность, м ³ /сут.	157
Условный диаметр насосно-компрессорных труб, мм	73,89
Условный размер насоса, мм для верхнего пласта нижнего пласта	48 54
Ход плунжера, мм	1800, 2400, 3000
Предельная глубина спуска насоса, м	1000
Расстояние между пластами, м	не менее 5
Наибольший диаметр подземного оборудования, мм	118
Вес подземного оборудования (без труб и штанг), кг	371,8-464,6

Параметры	Типы установок					
	УН1-146-70	УНФ-168-70	УФВ-146-70	УФН-168-70	УФФ-168-210	УФН-168-210
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168	168	168
Наибольшее рабочее давление, кг/см ²		70		70		210
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 более 9 мм					60 и 60; 78 и 48 60 и 48	
Условный размер глубинных насосов, мм:						
типа НГВГ	28;32	38;48	28;32	38;48	28;32;	38;48
типа НГНГ	-	-	-	-	55;	58
Наибольшая глубина установки насоса, м	3000		3000		2000	
Наименьшее расстояние между плитами, м	5		5		5	
Габаритные размеры оборудования, мм: наземного	1210x400x630		1210x400x630		1200x1100x1000	
подземного:						
диаметр	118	136	118	136	136	
ширина (без в.к. труб)	6720	6770	6720	296 6770	6000	
Вес оборудования, кг: наземного		296		296	625	
подземного	191	199	191	199	250	

Таблица

Параметры	Модер. установок		
	УП-168-210	УП-168-350	УП-219-350
Условный диаметр эксплуатационной колонны труб, мм	168	168	219
Рабочее давление, кг/см ²	210	350	350
Наибольшая температура рабочей среды, °С	100	100	150
Количество параллельных рядов н.к. труб	2	2	3
Условный диаметр н.к. труб, спускаемых параллельно в ствол скважины, мм	48x73 или 60x60	48x73 или 60x60	73x73x60
Наименьшее расстояние между продуктивными пластами, м	10	10	10
Габаритные размеры оборудования, мм			
наземного	2965x940x1200	2965x240x1230	
подземного:			
диаметр	145	145	1900
длина (без н.к. труб)	3000	3000	8800
Вес оборудования, кг:			
наземного	985	1260	
подземного	185	185	4155

Таблица

Параметры	Цифры установок							
	1УРЗ-146- -210	1УРЗ-168- -210	2УРЗ-146- -210	2УРЗ-168- -210	УВК-2Р- -146-210	УВК-2Р- 168-210	УВК-2М- 146-210	УВК-2М- 168-210
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168	146	168	146	168
Наибольшее рабочее давление, кг/см ²	210		210		210		210	
Наибольший расход воды в каждый пласт, м ³ /сутки	1000		1000		1000		1200	
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 осоруд., мм	1840x380x1240		1840x380x1240		1550x565x2275		2275x1550x565	
подземного:								
диаметр	118	136	118	136	118	136	118	136
длина (без в.к. труб)	2400	2960	4300	4960	10564		6080	6220
Вес оборудования, кг:								
наземного	360		880		770		770	
подземного	36	104	158	175	301	341	139	215

Таблица

Параметры	Цифры установок				
	УВКС-2Р-146-	УВКС-2Р-168-	УВК-3Р-146-	УВК-3Р-168-	УРЭНГ-168-
	-210	-210	-210	-210	-210
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	146	168	168
Наибольшее рабочее давление, кг/см ²		210		210	210
Наибольший расход воды в каждый пласт, м ³ /сутки	2000	2500	1000		1000
Наибольшая глубина спуска подземного оборудования, м		3000		3000	2000
Наименьшее расстояние между разобъемными пластинами, м		5		5	5
Наименьший внутренний диаметр подземного оборудования, мм		40		45	40
Габаритные размеры оборудования, мм	наземного		1610x1485x680		2670x1005x100
	подземного:				
диаметр	118	136	118	136	136
длина (без в.к.труб)	9710	9750	16470	16775	8490
Вес оборудования, кг:	наземного		670		800
	подземного	290	397	482	519

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ПРОГРАММА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РАЗРАБОТКИ

С помощью этой программы вычисляются основные показатели разработки (f , 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 [J] пробиваются номера оставшихся пластов, они составят другой объект взаимодействия (п/к № 66).

Программа составлена на языке АЛИШ.

Обозначения в программе

- (п/к 7) MW - вязкость воды;
- (п/к 8) N - количество пластов, нумерации пластов по [I];
- (п/к 9) K - количество нагнетательных скважин, нумерация скважин по [J];
- (п/к 10) $DP0$ - депрессия при совместной эксплуатации;
- (п/к 11) $DP1$ - депрессия на первом объекте;
- (п/к 12) $DP2$ - депрессия на втором объекте;
- (п/к 13) L - расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами;
- (п/к 14) K_1 - относительная фазовая проницаемость нефти, соответствующая остаточной водонасыщенности;
- "- K_2 - относительная фазовая проницаемость воды, соответствующая остаточной нефтенасыщенности;

- (п/к 14) S_E - остаточная водонасыщенность;
- " - S_H - остаточная нефтенасыщенность;
- " - R_C - приведенный радиус скважины;
(п/к 15) T_K - время, на которое хотим вести расчет эксплуатации;
- " - ΔT - шаг счета и выдачи результатов;
(п. к 89) T_0 - момент времени перевода скважины на ОПЭ.

READ (зводятся 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;
- " - $fT (\pm)$ - текущий коэффициент нефтеотдачи;
- " - $DL (\delta)$ - обводненность добываемой жидкости;
- " - $XIT (\chi)$ - коэффициент, показывающий сколько тонн попутной воды приходится на одну тонну добытой нефти.

```

1. *BEGIN*
2. *INTEGER* J,N,K,MT
3. *REAL*
4. DP0,DP1,DP2,MUW,S10,S20,S30,S40,S50,T,X1,X7,S3,S4,S9,
5. T0,KP,KH,S0,SH,W,KOP,E,RC,LM,S,A10,B1,A2,A9,AA,AS,AT,
6. QW,T,DL,YK,Q1,QST,OT,XMT,9Q1
7. MUW:=1
8. N:=8
9. K:=4
10. DP0:=30
11. DP1:=20
12. DP2:=40
13. LM:=90
14. KH:=0.461K1:=0.6319B:=0.4019M:=0.901RC:=0.19
15. YK:=201OT:=1
16. A10:=01MT:=0
17. *BEGIN*
18. *ARRAY* MUH,M,DS,MU0,MU,A1F,A,05,RSE,BT2,A(1:N)
19. *BEGIN*
20. *ARRAY* MQ,FQ,QW,JS,XHQ,QSG,DC( :K1)
21. *BEGIN*
22. *ARRAY* TS,L,V1,V2,V3,V4,V5,VA,TAV,F,DEL,XU,Q,W,C,
23. T0,DEL,S,Q,SH,BT1,W,XKZ(1:N,1:K1)
24. *PROCEDURE* PP
25. *BEGIN*
26. Q:=TAV(1,J)/TS(1,J)
27. *IF* F*LE*1*THEN* *BEGIN*
28. W:=ALP(1)+F1KOP:=SQRT(1+W)
29. V1(1,J):=(2/3)+(3-W)/(2+(2-W)*KOP)
30. V2(1,J):=(2*MU0(1))/((3*(1-MU0(1)))+(KOP-1.5+(1/(1+KOP))))
31. F(1,J):=V2(1,J)
32. DEL(1,J):=0
33. XU(1,J):=11G(1,J):=F
34. Q(1,J):=V1(1,J)+W(1,J):=V2(1,J)
35. *END* *ELSE* *BEGIN*
36. V3(1,J):=2*MU0(1)+(1+2*MU0(1))/(1+MU0(1))+2/3/F**2
37. V4(1,J):=1-(1+2*MU0(1))/(1+MU0(1))/3/F
38. V5(1,J):=MU0(1)/2*(1-1/R**2)
39. F(1,J):=V4(1,J)
40. DEL(1,J):=V5(1,J)+(V3(1,J)+V4(1,J))*(-1)
41. V6(1,J):=(1+MU0(1))*(1-F)**2/4/E
42. XU(1,J):=1+V6(1,J) (V4(1,J)*(-1))
43. G(1,J):=V5(1,J)
44. Q(1,J):=V3(1,J)+V5(1,J)
45. W(1,J):=V4(1,J)+V6(1,J)
46. *END* *END*
47. *PROCEDURE* PB
48. *BEGIN*
49. S1:=S2:=S3:=S4:=S5:=0
50. *FOR* J:=1*STEP*1*UNTIL* N*DO* *BEGIN*
51. TAV(1,J):=T1L(1,J):=1
52. *IF* T*CF*TO*THEN* TAV(1,J):=T0+W(1,J):(T-T0)
53. *IF* T*CF*TO*THEN* L(1,J):=H(1,J)
54. D2)
55. S1:=H(1,J)+Q(1,J)+S1
56. S2:=L(1,J)*(A(1)+Q(1,J)/TS(1,J))+G(1,J)+S2
57. S3:=L(1,J)*A1(1)+Q(1,J)/TS(1,J)*G1(1,J)+S3
58. S4:=H(1,J)+Q(1,J)*W(1,J)+S4
59. S5:=T(1,J)+Q(1,J)*F(1,J)+S5
60. *END* *END*

```



```

41.      *PROCEDURE *PT1
42.      *BEGIN
43.      *IF ABS(T-T0) *LE* 0.001 *THEN *BEGIN*
44.      *FOR *J:=1 *STEP* 1 *UNTIL *K *DO *BEGIN*
45.      H(1,J):=H(2,J):=H(3,J):=H(4,J):=M(4,J):=DP1/DP01
46.      H(4,J):=H(7,J):=H(4,J):=DP2/DP01
47.      *END *END*
48.      *END*
49.      READ(MUH,M,BSL,BSH,B)
50.      PRINT(MUH,M,BSL,BSH,B,NEWLINE)
51.      *FOR *I:=1 *STEP* 1 *UNTIL *N *DO *BEGIN*
52.      MU0(I):=(MUH(I)+K*B)/(MUW+K*B)
53.      DS(I):=1
54.      AC(I):=(1+MU0(I))*M(I)+LN(LM*/RC)/4/MU0(I)
55.      ALF(I):=(1/MU0(I))+2-1
56.      MU(I):=(1-MU0(I))/MU0(I)
57.      *FOR *J:=1 *STEP* 1 *UNTIL *K *DO *BEGIN*
58.      Q(I,J):=Q(J)*LM**2/2*0.311(I,J):=1
59.      A1:=A10+M(I)+Q(I,J) *A10:=A1
60.      BT1(I,J):=BSH(I,J)+3*Q.5*(.0106+.64*BSH(I,J))
61.      BT2(I):=BS*(I)+3*Q.5*(.0106+.64*BSE(I))
62.      KZ(I,J):=BT2(I) *M(I,J):=1
63.      Y(I,J):=MUH(I)*A(I)+LM**2*10**2/3.6224/KM/KZ(I,J)/DP01
64.      CI(I,J):=M(I)/KZ(I,J)+1+2*MU0(I)+*0.5
65.      DEL0(I,J):=KZ(I,J)+B(I)/MUH(I)
66.      *PRINT *'(I15,2) *',Y(I,J)
67.      *END *END*
68.      PRINT(' *A1 *',A1,NEWLINE)
69.      *FOR *T0:=100.5 *DO
70.      *BEGIN*
71.      PRINT(' *T0 *',T0,NEWLINE)
72.      TK:=20;DT:=2.5
73.      T:=*DT *FOR *T:=*T+DT *WHILE *T *LE *TK *DO
74.      *BEGIN*
75.      A2:=A1:=*A4:=*A5:=0
76.      *T
77.      *FOR *J:=1 *STEP* 1 *UNTIL *K *DO *BEGIN *PB1
78.      MG(J):=S1*FG(J):=S2/MG(J) *QW(J):=S2/360 *QS(J):=S3/SAN
79.      *IF ABS(T) *LE* 0.01 *THEN *BEGIN *XMG(J):=1 *END
80.      *ELSE *BEGIN *XMG(J):=S4/MG(J) *FG(J) *END
81.      QSQ(J):=MG(J)*FG(J)+XMG(J) *QG(J):=S2/S3
82.      A2:=MG(J) *FG(J) *A2 *A3:=QW(J) *A3
83.      A4:=QS(J) *A4 *A5:=MG(I) *FG(J) *XMG(J) *A5 *END
84.      FT:=A2/A1 *QW:=A3/DL *AS/A4 *QS:=A4/SQ *AS *QW:=A4 *A3
85.      *IF ABS(T) *LE* 0.01 *THEN *BEGIN *XMT:=1 *END
86.      *ELSE *BEGIN *XMT:=S5/A2 *END
87.      SQ:=S5/100000
88.      *IF *MT *EQ *0 *THEN *BEGIN
89.      S20:=*T *S70:=*FT *S40:=*DL *S90:=*XMT *INT:=*I *END *ELSE *MT:=*0
90.      *IF *MT *EQ *0 *THEN
91.      *PRINT *'(I15,4) *',S20,S39,S40,S59,T,FT,DL,XMT
92.      *END
93.      *FOR *J:=1 *STEP* 1 *UNTIL *K *DO *BEGIN
94.      *FOR *I:=1 *STEP* 1 *UNTIL *N *DO *BEGIN
95.      H(I,J):=*T *I,J:=1 *END *END
96.      *END
97.      *END *END *END *END
98.      *END

```

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
1. МЕТОД ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРИМЕНЕНИЯ	3
1.1. Общие положения	3
1.2. Способы одновременной раздельной эксплуатации	4
1.3. Применение одновременной раздельной эксплуатации для контроля и регулирования процесса разработки	10
1.4. Применение одновременной раздельной эксплуатации для приобщения продуктивных горизонтов	14
1.5. Применение средств одновременной раздель- ной эксплуатации с целью решения техниче- ских 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
2.1. Геолого-промысловые параметры, характери- зующие 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 СРЭ для одновременной выработки пластов	31

2.5. Обоснование технологической целесообразности перевода отдельных скважин на одновременную раздельную эксплуатацию ...	86
Методика определения экономической эффективности использования одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ)	89
2.6. Общие положения	89
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
2.10. Определение экономического эффекта при использовании ОРЭ для регулирования процесса разработки многопластового нефтяного месторождения с целью интенсификации выработки одного из пластов	47
2.11. Определение экономической эффективности от использования ОРЭ с целью регулирования процесса эксплуатации для равномерной выработки пластов	49
2.12. Определение экономической эффективности от использования одновременной раздельной эксплуатации с целью выравнивания водопритока	50
2.13. 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 ПРОДУК- ТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ	54
3.1. 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
4.1. Основные виды технических задач	64
4.2. Определение экономических показателей	66
5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОСОБНО- ВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	69
6. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННОЙ РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	78
6.1. Рекомендации по выбору скважин и техноло- гии 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 1	89
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	104
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	117

И - 42127	Подписано к печати
Формат 60x90 1/16. Объем 5 уч.-изд.л.	Бумага № 2.
Заказ № 95.	Тираж 300 экз. Цена 28 коп.

Розапринт ОНТИ ВНИИ
I-й Дмитровский проезд, дом 10.