

Глава 9

ВЫБОР СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

9.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА

Комплексный подход к проектированию гидравлического разрыва пласта требует рассмотрения этой технологии не только как средства обработки призабойной зоны скважин, но и как элемента системы разработки [51, 72]. В связи с этим предлагаются следующие основные принципы выбора скважин для ГРП.

Выявление скважин с загрязненной призабойной зоной

В скважинах с загрязненной призабойной зоной наблюдается падение добычи жидкости при сохранении тех же условий эксплуатации, более низкие значения дебита по сравнению с расположенными поблизости скважинами данного месторождения. Выявление таких скважин осуществляется на основе промысловых данных либо в результате расчета. Расчетный метод состоит в следующем: оценивается радиус области дренирования скважины и вычисляется дебит жидкости по формуле Дюпюи (3.26); если расчетный дебит значительно выше фактического, то можно предположить, что имеется загрязнение призабойной зоны. Кроме того, ухудшение коллекторских

свойств в призабойной зоне может быть выявлено по результатам гидродинамических исследований. Трещины гидроразрыва обеспечивают связь скважины с областью пласта неухудшенной проницаемости. Гидроразрыв в скважинах с загрязненной призабойной зоной позволяет не только восстановить первоначальную добывную способность скважин, но и добиться ее значительного превышения. Увеличение производительности скважины после ГРП определяется соотношением проницаемостей пласта и трещины и размерами трещины. Причем дебит скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины. Существует предельное значение длины трещины, превышение которого не приводит к росту дебита жидкости. Определение этой величины может быть осуществлено на основе расчетных зависимостей, полученных в главе 3. Результаты расчетов, приведенные в главе 3, показывают, что при определенных значениях длины и проводимости трещины наличие загрязненной зоны вокруг скважины практически не оказывает никакого влияния на величину дебита после ГРП. Определение этих значений может быть произведено на основе табл. 3.1–3.4.

Целесообразность проведения ГРП не во всех добывающих скважинах

Расчеты показывают нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, так как при этом достигается незначительный прирост дебита системы по сравнению со случаем, когда обработана лишь часть скважин. Так, например, для пяти- и обращенной семиточечной систем расстановки скважин обработка всех добывающих скважин по сравнению со случаем, когда обработана лишь половина скважин (через одну), приводит к увеличению среднего дебита всего на 5–13 %. Для обращенной девятиточечной системы прирост дебита при проведении ГРП во всех добывающих скважинах по сравнению со случаем, когда обрабатываются лишь скважины, расположенные в середине сторон элемента, составляет менее 5 %. Для трехрядной системы обработка всех добывающих

скважин или только скважин первого и третьего рядов дает практически одинаковый результат.

**Высокая эффективность гидроразрыва
в нагнетательных скважинах**

Расчеты показывают высокую эффективность проведения ГРП в нагнетательных скважинах для обращенных семи-, девяти-, десяти- и трехрядной систем расстановки скважин. Гидроразрывы в добывающих скважинах не приводят к ожидаемому приросту добычи нефти, если они не обеспечиваются необходимым объемом закачки или энергетической "поддержкой" со стороны пластовой системы. Кратное увеличение дебита системы в результате ГРП происходит лишь при одновременной обработке добывающих и нагнетательных скважин.

**Учет ориентации трещин при гидроразрыве
в обводненных добывающих скважинах в краевых зонах
пласта и в рядных системах разработки**

Влияние ориентации трещин на обводненность после ГРП оказывается наиболее существенным при рядных системах расстановки скважин и в краевых зонах пласта. В этих случаях ориентация трещин является важным фактором, определяющим долю воды в продукции скважин после ГРП. Возможны как резкое падение, так и быстрый рост обводненности. Время, в течение которого затем восстанавливается первоначальное значение, может быть сопоставимо с продолжительностью эффекта ГРП. Если трещина ориентирована параллельно нагнетательному ряду или водонефтяному разделу, то гидроразрыв приведет к замедлению роста обводненности или даже к значительному снижению этого показателя. В данном случае эффективность ГРП даже в обводненных скважинах может оказаться достаточно высокой. Если трещина ортогональна водонефтяной границе или нагнетательному ряду, то эффект ГРП может оказаться отрицательным. Для количественных оценок, которые полезны также при промежуточной ориентации трещин, можно воспользоваться зависимостями, полученными в главе 7. В случае

благоприятной ориентации трещин целесообразно проведение повторных ГРП для получения дополнительного эффекта.

Для площадных систем разработки эффекты, связанные с изменением обводненности из-за различной ориентации трещин, носят непродолжительный и менее выраженный характер, поэтому их можно не учитывать.

Расстановка скважин при проектировании разработки новых месторождений или участков с применением ГРП

Образование трещины гидроразрыва приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, изменению геометрии области дренирования и динамики обводнения добывающих скважин. Учет ориентации трещин при проектировании системы разработки с использованием ГРП дает возможность замедлить процесс обводнения скважины при одновременном увеличении добычи жидкости. Если предполагается применение рядной системы расстановки скважин, то по возможности следует ориентировать ряды вдоль направления трещин. Если трещины параллельны водонефтяному контакту, целесообразно располагать добывающие скважины в краевой зоне в виде ряда вдоль этого направления. Эффективным может оказаться увеличение расстояния между скважинами в направлении распространения трещин и уменьшение расстояния в ортогональном направлении, при этом площадь дренирования скважины может остаться прежней.

Учет возможных осложнений в процессе ГРП

Осложнения в процессе ГРП возможны прежде всего за счет прорыва по трещинам газа или воды. Толщина естественных барьеров, отделяющих продуктивный коллектор от выше- или нижележащих газо- или водонасыщенных пластов, как правило, должна быть не менее 4,5–6 м. Вертикальная трещина развивается по высоте обычно за счет роста вверх; в направлении развития

трещины может находиться водо— или газонефтяной контакт. В добывающих скважинах, дающих продукцию с высоким содержанием воды или газа, как правило, про— водить ГРП нежелательно.

Учет технологических ограничений, связанных с техническим состоянием скважины

Для проведения ГРП пригодны только технически ис— правные скважины.

**Анализ геологического строения объекта;
выявление продуктивных изолированных областей
и скважин в низкопроницаемых включениях**

Выбор скважин для ГРП должен осуществляться на основе адресной геологической модели пласта [82]. По каждой скважине необходимо учитывать результаты геофизических исследований, а также всю информацию, полученную в результате гидродинамических исследова— ний, промыслового анализа и т.п. Степень достоверности исходных представлений о геологическом строении пласта определяет обоснованность принимаемых решений по выбору скважин для проведения ГРП.

Выявление линз и продуктивных зон пласта, не дре— нированных или слабо дренированных ранее, и после— дующее создание протяженных трещин гидроразрыва, обеспечивающих связь скважины с этими зонами, по— зволит повысить коэффициент нефтеизвлечения, что обеспечит высокую эффективность ГРП. Для этого в ка— ждом конкретном случае необходим анализ геологиче— ского строения пласта.

Проведение ГРП в скважинах, вскрывающих низко— проницаемые включения, приводит к значительному по— вышению производительности этих скважин. Гидрораз— рыв в скважинах, оказавшихся в непроницаемых линзах небольших размеров, позволит ввести эти скважины в эксплуатацию. Если размеры включения или линзы от— носительно невелики, эффективным окажется гидрораз— рыв с созданием трещины, выходящей за пределы вклю— чения. Особую актуальность в этой ситуации приобретает

знание ориентации трещины, поскольку это позволит подобрать размер трещины таким образом, чтобы она выходила за пределы включения. В некоторых случаях ГРП в нагнетательных скважинах создаст возможность для заводнения новых пропластков, которые до этого были изолированы от нагнетания.

Определение рекомендуемой длины трещины в условиях неоднородного пласта должно осуществляться на базе детерминированной геологической модели и с учетом реального направления трещин. Расчеты рекомендуется проводить с использованием математической модели, позволяющей рассчитывать фильтрацию в пласте с трещинами гидроразрыва.

Использование математического моделирования на базе адекватной геолого-математической модели объекта для выявления скважин-кандидатов для проведения обработки

Априорные оценки, выполненные без учета детального геологического строения объекта, не могут выявить многие конкретные особенности фильтрационного процесса. Неоднородность пластов оказывает сильное влияние на происходящие в них процессы. Поскольку истинная структура неоднородного пласта недоступна непосредственному изучению, а современные математические модели, используемые при проектировании, не позволяют учесть явно многие детали строения пласта (например, неоднородности мелкого масштаба и т.п.), то использование методов усреднения и расчета эффективных параметров – проницаемости, пористости, модифицированных фазовых проницаемостей – является неотъемлемым элементом построения геолого-гидродинамической модели объекта [19, 45, 96]. При этом, естественно, крупномасштабные неоднородности, доступные непосредственному наблюдению, такие как уверенно выделяемые зоны, слои и прослой, включения неколектора, должны быть учтены в модели явно.

Только детальное математическое моделирование позволяет учесть влияние интерференции скважин и неоднородности пласта, оценить запас пластовой энергии и наметить для ГРП нагнетательные скважины. Интерференция приводит к тому, что ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин. В некоторых скважинах отмечается неувеличение или даже снижение добычи нефти по сравнению с вариантом без ГРП. Поэтому для принятия решения по выбору скважин для обработки необходимо произвести расчеты базового варианта (без ГРП) и вариантов с гидроразрывами в различных скважинах на базе детальной трехмерной геологической математической модели объекта. Технологически эффективные варианты должны характеризоваться минимальным количеством гидроразрывов при максимальных уровнях отбора нефти.

Использование технико-экономического анализа при выборе скважин для проведения ГРП

При комплексном подходе к проектированию разработки с применением ГРП технико-экономическая оценка эффективности этого метода должна проводиться не для отдельных скважин, а для объекта в целом.

Выбор рекомендуемого варианта разработки с применением ГРП осуществляется на основе комплексного технико-экономического анализа технологически эффективных вариантов, при этом должны учитываться затраты на проведение ГРП, прирост добычи нефти в целом по объекту, увеличение добычи жидкости, закачки и др. Целесообразно сопоставление варианта с ГРП с другими конкурирующими технологиями (например, с применением горизонтальных скважин). В случае локального ГРП рекомендуется оценка технологической и экономической эффективности этого метода по сравнению с другими средствами обработки призабойной зоны скважин (кислотные обработки, глубокая перфорация и др.).

9.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПОДБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ

На основе принципов, изложенных в разделе 9.1, рекомендуется следующая последовательность действий при подборе скважин для проведения ГРП:

1. Анализ геолого – физической и промысловой информации; построение детальной геологической модели объекта.
2. Определение ориентации трещин.
3. Расчет оптимальных параметров трещины – длины и проводимости.
4. Выявление скважин с загрязненной призабойной зоной.
5. Предварительный подбор скважин для ГРП в соответствии с основными положениями раздела 9.1. При расстановке скважин на новом участке или месторождении необходимо учитывать по возможности ориентацию трещин.
6. Создание геолого – математической модели объекта.
7. Расчет базового варианта разработки (без проведения ГРП).
8. Расчет варианта с гидроразрывами во всех скважинах, намеченных на этапах 4 – 5.
9. Сопоставление базового варианта и варианта с ГРП:
 - выявление скважин, в которых гидроразрыв не приводит к существенному увеличению добычи нефти;
 - выявление невырабатываемых участков пласта и проектирование дополнительных ГРП в добывающих скважинах для дренирования этих участков;
 - выявление участков, характеризующихся пониженным пластовым давлением, и проектирование дополнительных ГРП в нагнетательных скважинах.
10. Создание новых вариантов с ГРП, проведение расчетов, сопоставление вариантов между собой и с базовым вариантом.
11. Выбор нескольких, технологически эффективных вариантов.

12. Проведение технико–экономических расчетов с учетом затрат на ГРП; выбор рекомендуемого варианта.

Создание полностью автоматизированной процедуры подбора скважин для проведения ГРП в настоящее время не представляется возможным. Такая процедура не позволит учесть все факторы, оказывающие влияние на выбор скважин, исключит возможность принятия нестандартных решений, связанных с какими–либо особенностями пласта, скважины, технологии ГРП и т.п. Имеющийся опыт решения аналогичных, может быть даже более простых задач, таких как автоматизированное воспроизведение истории разработки, оптимальное управление режимами работы скважин и др., показал, что на практике эти процедуры почти не используются. Это связано с тем, что несмотря на то, что постановки таких задач содержат, как правило, много упрощающих предположений, сужающих круг применения полученных результатов, их решение требует больших затрат материальных и временных ресурсов. Поэтому наиболее рациональный путь состоит в создании эффективной компьютерной модели для расчета технологических показателей разработки с применением ГРП и одновременно глубоком изучении физических процессов, связанных с гидроразрывом, для принятия обоснованных решений по выбору параметров ГРП и скважин для обработки.

9.3. ПРИМЕР ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП

Оценка технологической эффективности применения ГРП проводится на примере участка одного из крупнейших месторождений Западной Сибири. Этот участок представляет собой элемент площадной семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 400 м.

В геологической модели пласта выделены три слоя (рис. 9.1). Первый слой представлен прерывистыми коллекторами. Второй слой отличается от первого меньшей песчанистостью по разрезу, здесь появляются сильно прерывистые коллекторы. Для третьего слоя характерно за–

мещение прерывистых коллекторов на сильно прерывистые и глинизация разреза в отдельных скважинах. Между слоями имеются выдержанные глинистые прослойки. Проницаемость разных типов коллекторов условно может быть определена по данным геофизических исследований скважин. Толщины и абсолютные отметки кровли слоев также

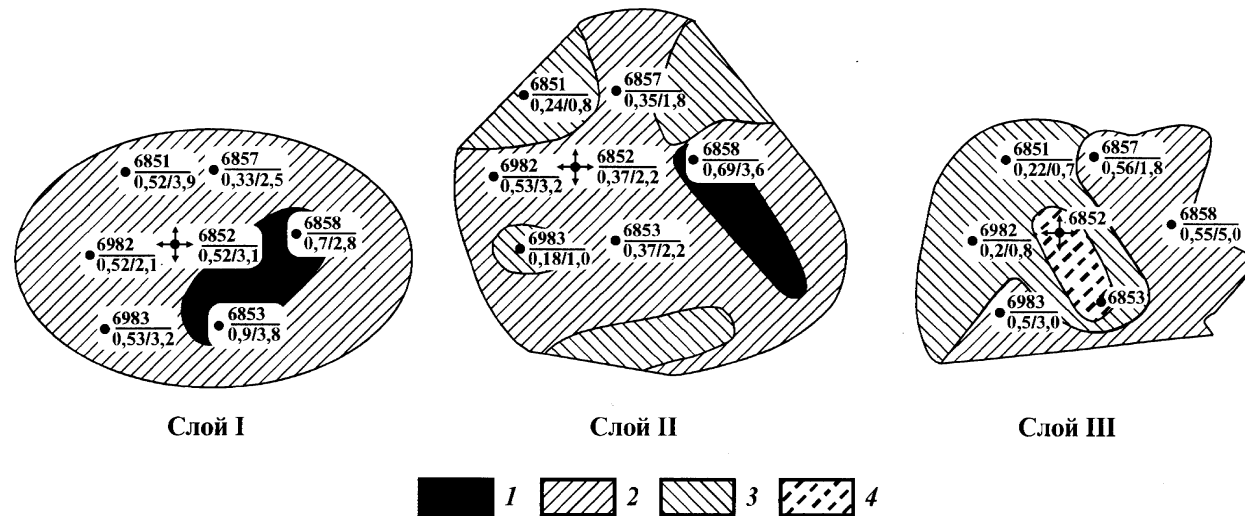


Рис. 9.1. Геологическая модель участка.
 Коллектор: 1 – гидродинамически связанный, 2 – прерывистый, 3 – сильно прерывистый; 4 – зона замещения

определены по данным геофизических исследований и изменяются по простиранию. Остальные усредненные геолого–физические параметры пласта и физические свойства пластовых жидкостей приведены ниже.

Пористость	0,217
Начальная нефтенасыщенность	0,533
Начальное пластовое давление, МПа	21,6
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³ ...	837
Плотность воды в стандартных условиях, кг/м ³	1020
Вязкость нефти, мПа·с	1,39
Вязкость воды, мПа·с	0,43
Газосодержание, м ³ /м ³	94,0
Объемный коэффициент нефти	1,235
Давление насыщения, МПа	11,6

Рассматриваемый участок введен в разработку в 1982 г. Границы участка, выбранные таким образом, чтобы через них отсутствовали потоки флюидов, проходят через центры добывающих скважин. Начальные запасы нефти, которые могут быть отнесены к участку, оцениваются в 248 тыс. т.

Нагнетание воды в скв. 6852, расположенную в центре участка, было начато в 1982 г. К октябрю 1994 г. отобрано 48,2 тыс. т нефти и 5,7 тыс. т воды. В соответствии с выделенной границей участка для скважин, расположенных на границе, учитывалась одна треть фактической добычи.

Для расчетов создана геолого–математическая модель рассматриваемого участка пласта, представляющая собой трехмерную сеточную область. Горизонтальные сечения расчетных ячеек – квадраты со сторонами по 100 м. Вертикальные размеры ячеек переменные и определяются конкретным распределением неоднородности и толщины пласта.

В основу геолого–математической модели положена детерминированная геологическая модель, приведенная на рис. 9.1. В плане выделено 10 × 8 расчетных ячеек. По вертикали участок разделен на восемь слоев переменной толщины и проницаемости (рис. 9.2). Каждый слой, выделенный в геологической модели и показанный на рис. 9.1, представлен по вертикали двумя слоями расчетных ячеек.

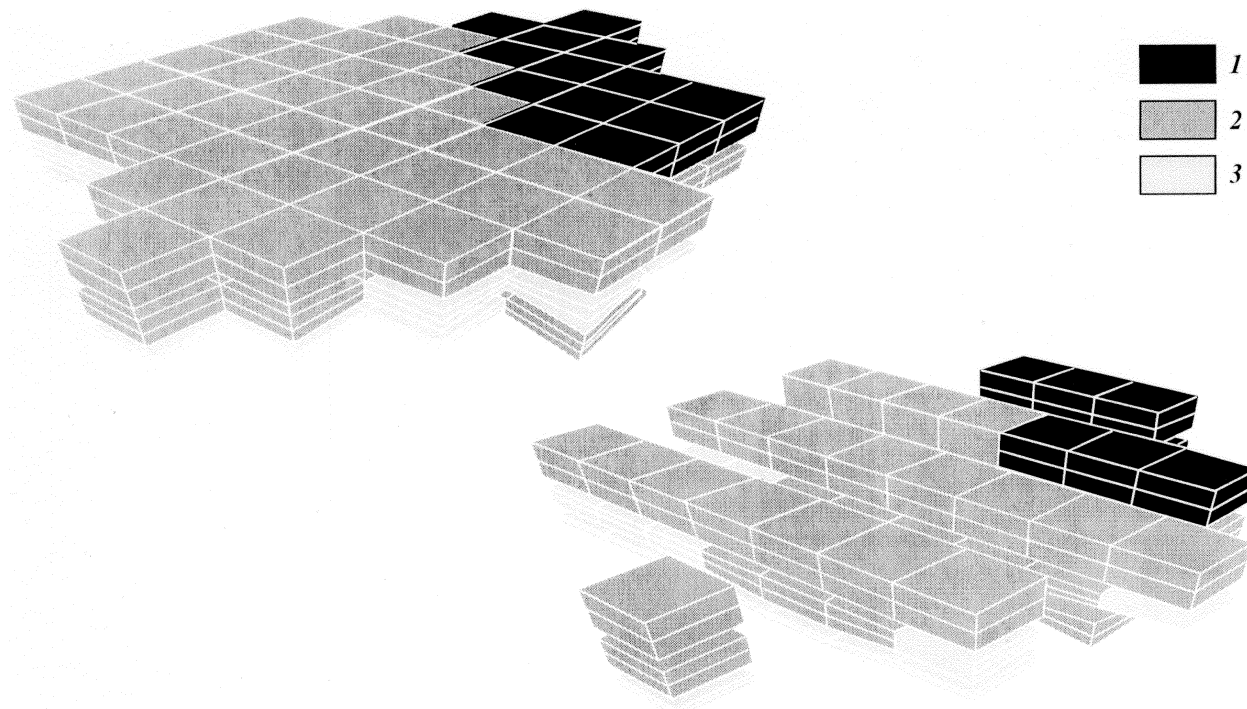


Рис. 9.2. Геолого-математическая модель участка.
Коллектор: 1 – гидродинамически связанный, 2 – прерывистый, 3 – сильно прерывистый

Между исходными слоями смоделированы непроницаемые области. Проницаемость и толщина слоев геолого-математической модели изменяются по зонам, выделенным в соответствии с разными типами коллекторов. Значения этих параметров для отдельных зон каждого слоя определены по данным геофизических исследований скважин. Так, проницаемость гидродинамически связанного коллектора составляет $0,09 \text{ мкм}^2$, проницаемость прерывистого коллектора – $0,04 \text{ мкм}^2$, проницаемость сильно прерывистого коллектора – $0,01 \text{ мкм}^2$. Структура и толщина слоев пласта моделировались в соответствии с абсолютными отметками в отдельных скважинах.

Начальные распределения насыщенностей и давления задавались постоянными. Кровля, подошва и границы участка предполагались непроницаемыми.

Имеющаяся информация о тринадцатилетней истории разработки была учтена в модели участка путем введения модифицированных фазовых проницаемостей, которые вычислялись на основе керновых зависимостей фазовых проницаемостей и усредненных данных о распределении абсолютной проницаемости [40, 42]. Затем они были откорректированы при численном воспроизведении истории разработки. При этом адаптировалась зависимость динамики обводнения продукции добывающих скважин от накопленной добычи нефти.

Введение таких модифицированных фазовых проницаемостей в математическую модель позволило косвенно учесть наличие неоднородностей мелкого масштаба, не отраженных в адресной геолого-математической модели, а также влияние других факторов, не учтенных в модели явно.

В ходе расчетов была воспроизведена история разработки участка с заданием дебитов скважин по годам для того, чтобы изучить влияние ГРП на процесс разработки эксплуатировавшегося и обводненного пласта.

Поскольку добывающие скважины расположены на границе участка, которая условно "отрезает от них одну треть", то задаваемые в модели значения коэффициентов продуктивности и дебитов, а также вычисляемая добыча

этих скважин уменьшены в 3 раза по сравнению с реальными величинами.

Рассматривалось пять вариантов разработки: базовый и четыре варианта с гидроразрывами, различающиеся параметрами трещин и набором скважин для обработок. Таким образом, были выделены следующие варианты:

1. Базовый вариант, в котором не предусматривается проведение гидроразрывов.
2. ГРП во всех добывающих скважинах (№ 6851, 6853, 6857, 6858, 6982, 6983).
3. ГРП только в нагнетательной скважине (№ 6852).
4. ГРП во всех скважинах (№ 6851, 6852, 6853, 6857, 6858, 6982, 6983).
5. ГРП в нагнетательной и в двух добывающих скважинах (№ 6851, 6852, 6982).

В базовом варианте воспроизводится история разработки и осуществляется прогноз технологических показателей при постоянных забойных давлениях; при прогнозе предусматривается ввод в разработку бездействующих скважин. В последующих вариантах моделируется проведение ГРП через тринадцать лет после начала разработки (в начале 1996 г.) в частично обводненных скважинах. В этих вариантах задавались те же забойные давления на скважинах, что и в базовом варианте.

Оптимальная длина трещины оценивалась на основе зависимостей, приведенных в главе 3. Расчеты проведены при $R = 400$ м, $r_w = 0,05$ м, $k_1 = 0,01$ мкм². Предполагалось, что раскрытие трещин составляет 3 мм, проницаемость — 100 мкм². Тогда предельное значение коэффициента продуктивности практически достигается уже при полудлине трещины около 100 м. Увеличение длины трещины свыше 200 м не приводит к приросту коэффициента продуктивности. Чтобы проиллюстрировать возможность использования ГРП для прироста нефтеотдачи вследствие вовлечения в разработку зон, не дренированных ранее, предусмотрен гидроразрыв во всех продуктивных слоях пласта, через которые проходит скважина. Если в каком-либо слое скважина попадает в зону замещения, длина трещины гидроразрыва определяется таким образом, чтобы обеспечить связь скважины с про-

водящим коллектором. Таким образом, в вариантах 3–5 предусмотрено заводнение нижнего слоя через нагнетательную

скваж. 6852 и перевод его с естественного режима на режим вытеснения, при этом полудлина трещины определяется размерами непроницаемого включения и составляет 200 м. В варианте 4 при помощи ГРП организовано также подключение к третьему слою скв. 6853, в этом варианте полудлина трещины в скв. 6853 принята равной 200 м.

На рис. 9.3, 9.4 показана динамика годовых отборов нефти и жидкости для рассмотренных вариантов разработки. Расчеты показали, что в первые годы после ГРП увеличение дебита скважин в среднем составляет от 20 до 80 % в зависимости от варианта.

Уровни добычи нефти в вариантах 2 и 3 приблизительно одинаковые, тогда как добыча жидкости в третьем варианте ниже, чем во втором. Создание протяженной трещины гидроразрыва в нагнетательной скважине позволило не только интенсифицировать эксплуатацию двух верхних слоев пласта, но и перевести нижний слой с естественного режима на режим заводнения и тем самым повысить нефтеотдачу. Таким образом, третий вариант оказался более предпочтительным, чем второй, поскольку его реализация при меньшем количестве ГРП (только в нагнетательной скважине) позволила бы получить те же уровни добычи нефти при более низкой обводненности добываемой продукции.

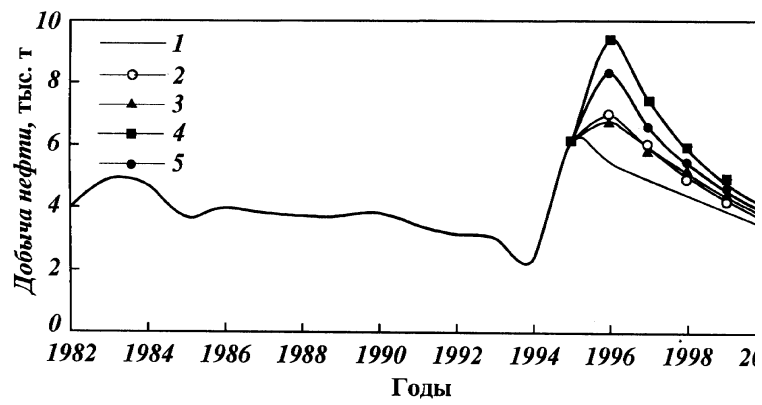


Рис. 9.3. Годовая добыча нефти.
 Варианты: 1 – 1 (базовый), 2 – 2, 3 – 3, 4 – 4, 5 – 5

Четвертый вариант с гидроразрывами во всех скважинах и созданием протяженных трещин в зонах размещения пласта неколлектором является наиболее интенсивным и показывает потенциальные возможности метода ГРП на этом участке. Пятый вариант представляет собой вариант оптимизации размещения гидроразрывов по отдельным скважинам с учетом распределения неоднородности пласта. Целесообразность проведения ГРП в нагнетательной скважине обоснована выше. Для проведения ГРП намечены также две добывающие скважины, вскрывающие сильно прерывистый коллектор, характеризующийся наименьшей проницаемостью, что позволит интенсифицировать разработку слабодрулируемых, наименее обводненных участков пласта. Реализация этого варианта при меньшем количестве операций ГРП (только в нагнетательной и трети всего количества добывающих скважин) позволила бы достичь почти таких же уровней добычи нефти, как в варианте 4, при меньшей обводненности добываемой продукции. В табл. 9.1 приведено распределение добычи нефти по скважинам участка в базовом варианте и в вариантах 4 и 5. Сопоставление результатов расчетов показывает, что эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин. Это объясняется интерфе-

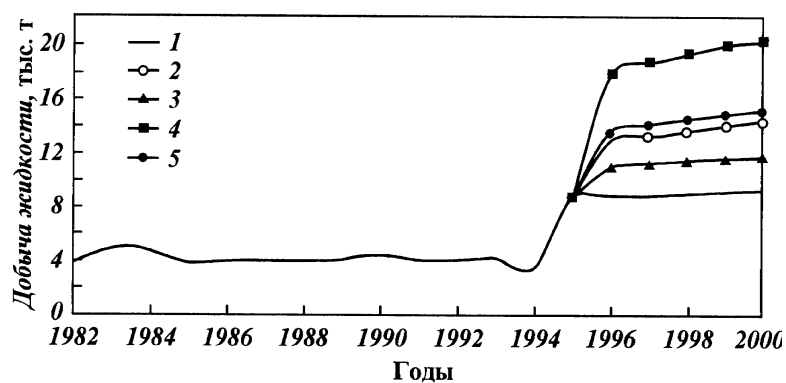


Рис. 9.4. Годовая добыча жидкости.
Варианты: 1 – 1 (базовый), 2 – 2, 3 – 3, 4 – 4, 5 – 5

Таблица 9.1

**Суммарная добыча нефти за 1, 2 и 5 лет по скважинам
(варианты № 1, № 4, № 5)**

Номер скважины	За 1996 г. (1 год)			За 1996 – 1997 гг. (2 года)			За 1996 – 2000 гг. (5 лет)		
	№ 1	№ 4	№ 5	№ 1	№ 4	№ 5	№ 1	№ 4	№ 5
6851	641	1 473	1 835	1 228	2 547	3 097	2 659	4 560	5 473
6857	754	1 421	810	1 419	2 056	1 504	2 944	4 611	3 028
6982	1 025	1 941	2 296	1 925	3 342	3 916	4 069	6 031	7 097
6858	1 465	1 651	1 677	2 783	3 148	3 148	5 947	6 450	6 515
6983	546	1 138	586	1 066	2 106	1 139	2 451	4 205	2 502
6853	1 066	1 803	1 174	2 001	3 250	2 180	4 162	5 921	4 376
Сумма (6 скв.)	5 497	9 427	8 378	10 422	16 899	14 984	22 232	31 778	28 991
	– произведен гидравлический разрыв пласта.								

ренцией скважин и неоднородностью пласта. В данном случае предпочтительней вариант 5, характеризующийся максимальными отборами нефти при минимальном количестве гидроразрывов.