

êÄáÑÖã èêéà õ ëãéÇé-
óÖí ÇÖëí õ â ÉÖéãéÉàóÖëääâ
äéçí êéãú áÄ êÄáéÄÄéí äéâ
áÄãÖÛÖâ ç Öí í à à ÉÄáÄ

Глава XII КОНТРОЛЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, ПОПУТНОЙ ВОДЫ

§ 1. ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, ПОПУТНОЙ ВОДЫ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Состояние разработки эксплуатационного объекта или его части (пласта, блока, участка) характеризуется такими основными показателями, как текущая годовая (квартальная, месячная) и накопленная добыча нефти, газа, попутной воды. Изменение в процессе эксплуатации объекта основных (и других) текущих показателей разработки во времени или в зависимости от нефтеизвлечения (газоизвлечения), а также от степени использования извлекаемых запасов принято называть динамикой соответствующих показателей разработки. При анализе разработки эксплуатационных объектов и при обобщении опыта разработки групп эксплуатационных объектов обычно используют годовые показатели.

Основные показатели разработки выражают в абсолютных единицах измерения (добыча нефти, воды, жидкости в тыс. т, добыча газа в млн. м³). Для сравнительного анализа результатов разработки разных эксплуатационных объектов используют выражение этих показателей в относительных единицах: годовую добычу нефти, газа характеризуют темпом разработки, выражая ее в процентах начальных извлекаемых запасов. Годовой отбор жидкости из нефтяных объектов также выражают в процентах начальных извлекаемых зап-

сов нефти. Годовую добычу нефти, газа характеризуют, кроме того, темпом отбора остаточных (текущих) извлекаемых запасов, выражая его в процентах остаточных (текущих) запасов.

Относительные отборы добываемой вместе с нефтью воды характеризуются показателем обводненности продукции, оценивающим содержание воды в процентах в отобранном за определенный период количестве жидкости (нефть + вода). Полученную с начала разработки на определенную дату добычу нефти, газа выражают в процентах начальных балансовых запасов (текущее нефтегазоизвлечение) и в процентах начальных извлекаемых запасов (степень использования извлекаемых запасов).

Динамику указанных показателей разработки целесообразно анализировать по стадиям, выделяемым в общем периоде эксплуатации объекта.

Весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделяют на четыре стадии (рис. 74):

I стадия — стадия освоения эксплуатационного объекта — характеризуется ростом годовой добычи нефти; на этой стадии разбуривают и вводят в эксплуатацию основной фонд скважин (или его большую часть), осваивают предусмотренную систему воздействия на пласты;

II стадия — стадия сохранения достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти, который принято называть максимальным уровнем добычи (максимальным темпом разработки); на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки (см. главу XVI);

III стадия — стадия падения добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов; на этой стадии с целью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее

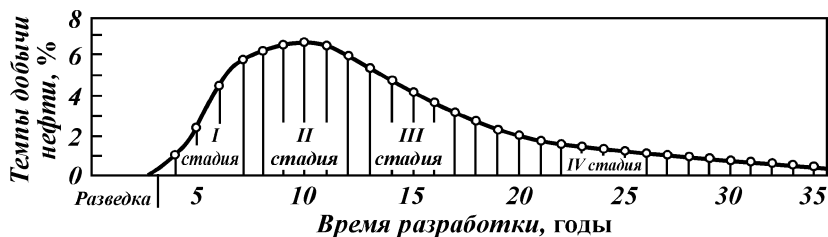


Рис. 74. Стадии разработки эксплуатационного объекта

развитие системы воздействия, продолжают бурение резервных скважин, изоляционные работы в скважинах, расширяют комплекс мероприятий по управлению процессом разработки;

IV стадия завершает период разработки; характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии продолжают работы по регулированию разработки и проведению комплекса технологических мероприятий по достижению запроектированного коэффициента нефтеизвлечения.

Границы между стадиями разработки устанавливаются следующим образом. К II стадии относят годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной не более чем на 10 %. Предшествующие годы относят к I стадии разработки. Следующие за II стадией годы относят к III стадии. Границу между III и IV стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее падение, в которой темп разработки равен 2 %. Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом. В литературе нередко I и II стадии объединяют в ранний, а III и IV – в поздний периоды разработки.

Характер динамики основных показателей разработки эксплуатационных объектов многообразен и в первую очередь зависит от промыслово-геологических особенностей залежей. Внедрение соответствующих систем разработки и проведение работ по ее регулированию позволяют несколько нивелировать разницу в динамике основных показателей по объектам с неодинаковой геологической характеристикой.

Характерные различия в динамике основных показателей разработки залежей нефти выявляются путем обобщения опыта разработки. При обобщении опыта проводится укрупненный сравнительный анализ истории разработки по залежам с разными геологическими характеристиками. Сравнение проводят по одноименным стадиям разработки.

Сравнивают кривые, отражающие годовую добычу нефти и жидкости, динамику обводнения продукции, нефтеизвлечения и др.

Для удобства сравнения и обеспечения надежности выводов придерживаются следующих правил:

годовые показатели добычи нефти и жидкости выражают в процентах от начальных извлекаемых запасов, т.е. в виде темпов добычи;

динамику всех годовых показателей рассматривают в относительном времени — на оси абсцисс показывают не годы разработки, а начальные извлекаемые запасы, принятые по каждому из анализируемых объектов за 100 %;

для обобщения опыта отбирают залежи, находящиеся в завершающем периоде разработки, из которых получено более 80 % начальных извлекаемых запасов; это обеспечивает надежность определяемых годовых темпов разработки, поскольку обычно к этому времени запасы можно считать достоверными; к тому же к этому времени уже формируются представительные кривые показателей разработки за три стадии и за начало четвертой.

Ниже приведены некоторые результаты обобщения опыта по залежам нефти, введенным в разработку в 50-х годах, в основном в Волго-Уральском нефтяном регионе, по отдельным залежам Северного Кавказа и других регионов.

Это объекты, как правило, с большими запасами нефти, относительно благоприятными геологическими условиями — со средней проницаемостью пластов более 0,1 мкм², вязкостью пластовой нефти до 30 мПа·с, с высокой нефтенасыщенностью пластов (0,75–0,9), с разной степенью неоднородности продуктивных пластов.

Динамика основных показателей разработки по этим объектам рассмотрена ниже.

Добыча нефти. I стадию разработки характеризуют главным образом темпы роста добычи нефти, обуславливающие ее продолжительность. На этой стадии они медленнее, и стадия более продолжительна на объектах с большой площадью нефтеносности и с усложненными геологическими условиями бурения скважин. Продолжительность I стадии можно существенно сократить за счет активизации деятельности буровых и строительных подразделений, осваивающих объект. По разным объектам продолжительность I стадии изменяется от одного года до 7–8 лет и более. Практически по всем объектам за I стадию отбиралось около 20 % начальных извлекаемых запасов.

II стадия характеризуется максимальным темпом разработки, продолжительностью, долей отбора извлекаемых запасов ко времени ее окончания. Максимальные темпы разработки разных объектов зависят от их геолого-промысловых характеристики и изменяются в широких пределах — от 4 до 16–20 % начальных извлекаемых запасов в год. С увеличением продуктивности объекта при прочих равных условиях достигаются более высокие уровни добычи. Геологические

факторы, обуславливающие увеличение продолжительности I стадии разработки, приводят к снижению максимальных темпов разработки. Так, при большой площади нефтеносности в связи с большой продолжительностью I стадии II стадия начинается, когда разбурено лишь 60–70 % площади эксплуатационного объекта, т.е. когда не все запасы вовлечены в разработку. К этому времени уже начинается снижение добычи в разбуренной части объекта вследствие обводнения скважин. Дальнейшее разбуривание и ввод новых скважин позволяют лишь компенсировать падение добычи по ранее пробуренным скважинам, т.е. обеспечивают увеличение продолжительности II стадии разработки. Таким образом, продолжительность I стадии и темпы добычи нефти на II стадии тесно взаимосвязаны. Следовательно, увеличение максимальных темпов добычи, так же как и сокращение продолжительности I стадии, может быть достигнуто путем активизации работ по освоению месторождения. Важна также правильная последовательность выполнения проектных технологических мероприятий. На I стадии разработки следует сосредоточивать внимание на той части проектных мероприятий, которые необходимы для обеспечения максимальных темпов разработки и сокращения продолжительности I стадии.

Продолжительность II стадии по объектам с разными характеристиками находится в пределах от 1–2 до 5–8 лет. Малая продолжительность характерна:

для залежей с повышенной относительной вязкостью пластовой нефти (более 5), по которым максимальные темпы разработки, обычно не превышающие 7–8 %, не удается удерживать в течение продолжительного времени из-за прогрессирующего обводнения скважин;

для высокопродуктивных залежей небольшого размера, по которым достигнут весьма высокий темп добычи нефти.

Доля извлекаемых запасов, отбираемая к концу II стадии, во многом определяется относительной вязкостью нефти. При μ_0 менее 5 она составляет 50 %, а при более высоких значениях — 25–30 %. Называя эти ориентировочные цифры, следует отметить следующее.

1. Для предотвращения преждевременного падения добычи нефти на нефтяных эксплуатационных объектах необходимо в течение II стадии проводить большой комплекс геолого-технологических мероприятий по совершенствованию системы разработки и ее регулированию. При преждевременном снижении добычи, происходящем несмотря на активную ра-

боту по регулированию разработки, можно предполагать завышенность извлекаемых запасов.

2. Если к концу II стадии без особых усилий по регулированию разработки из объекта отобрано 65–70 % и более извлекаемых запасов, можно предполагать, что фактические извлекаемые запасы объекта больше подсчитанных.

Весьма сложной является III стадия разработки, в которой из-за истощения запасов происходит неизбежное падение добычи нефти. На этой стадии из разных объектов отбирается 30–50 % извлекаемых запасов нефти. Нарастающая обводненность продукции усложняет работу по извлечению нефти из пластов. Резко возрастает объем мероприятий по регулированию разработки, осуществляемых с целью замедления падения добычи и ограничения отборов попутной воды, уже не выполняющей полезной работы по вытеснению нефти из пластов.

Для III стадии весьма показателен среднегодовой темп падения добычи. Обобщение опыта разработки при вытеснении нефти водой показало, что темпы падения добычи нефти на III стадии зависят от показателей добычи на предшествующих стадиях — от максимального темпа добычи нефти и от доли отбора извлекаемых запасов к началу падения добычи (а следовательно, и от тех геологических и других факторов, которые влияют на эти показатели).

С целью одновременного учета влияния этих двух показателей на темпы падения добычи на III стадии разработки можно использовать комплексный показатель, названный интенсивностью разработки до начала падения добычи. Этот показатель представляет собой произведение значения максимального темпа разработки объекта $q_{\max}/Q_{\text{извл}}$ в процентах на долю извлекаемых запасов нефти, отобранных к концу II стадии разработки:

$$I = \left(q_{\max} / Q_{\text{извл}} \right) \left[\left(\sum_{i=1}^{t_{1+II}} q_i \right) / Q_{\text{извл}} \right] \cdot 100, \quad (\text{XII.1})$$

где q_{\max} — максимальная годовая добыча нефти; $Q_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти; q_i — добыча нефти за i -й год первых двух стадий; t_{1+II} — продолжительность первых двух стадий разработки.

Средний темп падения добычи на III стадии $\overline{\Delta q}$ определяют как среднее арифметическое значение темпов падения за годы этой стадии (годовые темпы падения (в %) выражают

отношением годового снижения добычи нефти к добыче предыдущего года):

$$\overline{\Delta q} = \left\{ \sum_{i=t_{I+II}}^{t_{III}} \left[(q_{i-1} - q_i) / q_{i-1} \right] \cdot 100 \right\} / t_{III}, \quad (\text{XII.2})$$

где q_i — добыча нефти за i -й год III стадии; q_{i-1} — добыча нефти за год, предшествующий i -му; t_{III} — продолжительность трех стадий; t_{I+II} — продолжительность разработки до начала падения добычи нефти.

В результате анализа фактических данных по большой группе объектов, длительно разрабатывавшихся с вытеснением нефти водой, получена прямолинейная зависимость $\overline{\Delta q}(I)$, описываемая формулой

$$\overline{\Delta q} = 2,85 + 3,45I. \quad (\text{XII.3})$$

Из рис. 75 видно, что в зависимости от интенсивности разработки объектов до начала падения добычи среднегодовое падение добычи на III стадии изменяется от 3 до 30–35%. Небольшие темпы падения добычи обычно характерны для залежей с повышенной вязкостью нефти. Для залежей маловязкой нефти темпы падения выше и достигают

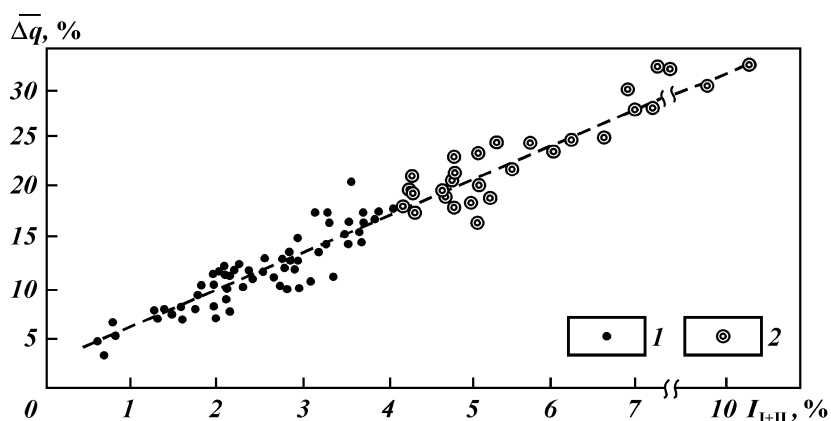


Рис. 75. Зависимость среднегодовых темпов падения добычи $\overline{\Delta q}$ из эксплуатационных объектов на III стадии разработки от интенсивности I_{I+II} использования запасов в предшествующий период разработки.

Эксплуатационные объекты, завершаемые разработкой, с продуктивностью: 1 — небольшой и средней, 2 — высокой

наибольших значений при сочетании высокой проницаемости пород и других геологических факторов, обеспечивающих высокую интенсивность разработки до начала падения добычи.

Большие темпы падения добычи на III стадии разработки, обусловленные очень высоким максимальным темпом разработки, не всегда желательны. Поэтому при проектировании разработки объектов с благоприятной геологической характеристикой максимальный темп добычи нефти устанавливают несколько ниже геологически возможного. Это позволяет увеличить продолжительность II стадии, сделать менее ощутимым падение добычи на III стадии, создать благоприятные условия для проведения работ по контролю и совершенствованию разработки.

По небольшим залежам, особенно расположенным в пределах многопластового месторождения или одной площади, для которых создана единая система сбора и подготовки нефти и предусмотрен последовательный их ввод в разработку, темпы разработки каждой из них могут не ограничиваться. При этом по группе залежей в целом будет продолжительное время обеспечиваться устойчивый уровень добычи. По малопродуктивным залежам существенных ограничений максимальных темпов разработки, и без того невысоких, обычно не вводят.

В условиях вытеснения нефти водой при должном совершенствовании систем разработки к концу III стадии, т.е. за основной период разработки, отбирают из объектов 75–90 % извлекаемых запасов нефти. Нижний предел этого интервала показателен для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти. При малой вязкости нефти и хороших фильтрационных свойствах пород-коллекторов использование запасов за основной период разработки может составлять 80–90 %.

На IV стадии темпы разработки снижаются с 2 % до 0 (средние за стадию темпы менее 1 %). За стадию необходимо отбирать 10–25 % извлекаемых запасов нефти. Продолжительность стадии обычно велика и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода.

Обводнение продукции нефтяных эксплуатационных объектов. При разработке объектов путем вытеснения нефти из пластов водой возрастает содержание воды в продукции скважин и объекта в целом.

Обводненность B (%) продукции, добытой за определенный период, определяется по формуле

$$B = (q_v/q_{\text{ж}}) \cdot 100, \quad (\text{XII.4})$$

где q_v — количество попутной воды, полученной за период; $q_{\text{ж}}$ — количество жидкости (нефть + вода), добытой за тот же период. На каждом объекте в процессе его разработки обводненность продукции возрастает от нуля или от нескольких процентов до 95–99%. Однако динамика обводнения по объектам с разной геолого-промысловой характеристикой неодинакова (рис. 76).

Кривые для объектов с малой относительной вязкостью

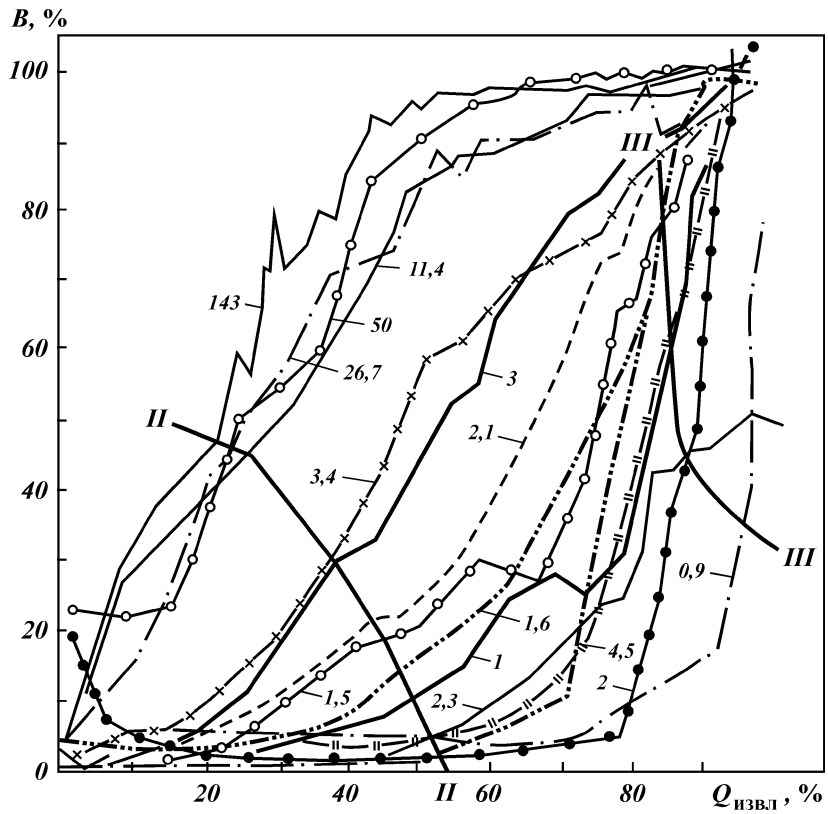


Рис. 76. Динамика обводнения продукции в процессе разработки эксплуатационных объектов с различной вязкостью пластовой нефти: B — обводненность продукции; $Q_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти; II — II, III — III — границы завершения соответственно II и III стадий разработки; шифр кривых — значения относительной вязкости пластовой нефти

пластовой нефти (μ_0 до 5)* располагаются в правой части рис. 76. Из этих объектов на I стадии разработки отбирают практически безводную нефть. Значительный рост обводнения продукции начинается в конце II или на III стадии. На IV стадии рост обводнения замедляется. В целом кривые, соответствующие залежам маловязкой нефти, обычно вогнуты относительно оси "обводненность продукции", реже — близки к прямым линиям. В период высокого обводнения продукции (более 80–85 %) из таких залежей отбирают не более 10–20 % извлекаемых запасов нефти. Расхождение в положении этих кривых обусловлено различием геологических особенностей залежей, а также технологии их разработки. Кривые, занимающие более высокое положение, отражающее ускоренный рост обводнения продукции, соответствуют объектам с большими неоднородностью продуктивных пластов, относительно большими размерами водонефтяных зон, относительной вязкостью нефти (в диапазоне ее значений, соответствующем маловязким нефтям, т.е. до 5), поскольку в этих условиях усложняется процесс вытеснения нефти водой.

По объектам с маловязкой нефтью III стадия разработки завершается с самой различной обводненностью продукции — от 30–40 до 80 %.

Кривые обводнения продукции объектов с повышенной относительной вязкостью нефти (более 5) располагаются в левой части рис. 76. На таких объектах обводнение продукции начинается с первых лет разработки и нарастает быстро вплоть до 80–85 %. После этого кривые выполаживаются. В период разработки залежей при высокой обводненности (более 80–85 %) из недр добывается половина и более извлекаемых запасов нефти. III стадия завершается при высокой обводненности продукции (более 85 %). Кривые залежей с вязкими нефтями в отличие от кривых залежей маловязких нефтей выпуклы в сторону оси "обводненность продукции". Они располагаются довольно тесно, что указывает на преобладающую роль повышенной вязкости нефти, которая затушевывает влияние других геолого-промысловых факторов.

Следует отметить, что бесконтрольная эксплуатация скважин и пластов может приводить к неоправданному повышению темпов роста обводнения продукции. Поэтому необходимо четкое выполнение соответствующей конкретным условиям программы работ по ограничению отборов той воды,

*Относительная вязкость — это отношение вязкости нефти к вязкости вытесняющей воды в пластовых условиях.

которая не выполняет работы по вытеснению нефти из пластов. В то же время проведение необоснованных мероприятий по ограничению отборов попутной воды (путем вывода из эксплуатации скважин с невысокой обводненностью, изоляции обводняющихся пластов с незакончившимся процессом вытеснения нефти и др.) может приводить к повышенным потерям нефти в недрах.

Темпы отбора жидкости. В условиях роста обводнения добываемой продукции заданная динамика добычи нефти обеспечивается лишь при достаточных темпах годовых отборов жидкости $Z_{ж}$, %:

$$Z_{ж} = (q_{\max}/Q_{\text{извл}}) \cdot 100, \quad (\text{XII.5})$$

где $Z_{ж}$ — темп отбора жидкости; q_{\max} — годовой отбор жидкости; $Q_{\text{извл}}$ — начальные извлекаемые запасы нефти объекта.

Оптимальная динамика годовых отборов жидкости тесно связана с динамикой добычи нефти и обводнения продукции и, следовательно, с теми промыслово-геологическими факторами, которые на них влияют.

Для залежей маловязкой нефти основное значение имеет характер динамики отбора жидкости на III стадии разработки. Обобщение опыта разработки таких залежей позволяет выделить три разновидности динамики годовых отборов жидкости в течение III стадии: а) постоянное снижение; б) сохранение годовых отборов на уровне II стадии разработки; в) постепенное наращивание с превышением в конце стадии уровня, достигнутого на II стадии, в 1,5–2,5 раза.

Снижение отборов жидкости на III стадии (рис. 77, а) характерно главным образом для высокопродуктивных эксплуатационных объектов небольших размеров, которым свойственны высокий максимальный темп добычи нефти (8–10 % и выше) и низкая обводненность продукции (40–50 %) к концу основного периода.

Сохранение на III стадии разработки постоянных отборов жидкости на уровне отборов II стадии (рис. 77, б) присуще высокопродуктивным объектам значительных размеров, на которых обводненность продукции к концу III стадии несколько выше — обычно составляет 50–70 % (в связи с большими размерами водонефтяных зон) и темпы добычи нефти на II стадии достигают 6–7 % начальных извлекаемых запасов.

Постепенное повышение отборов жидкости на III стадии (рис. 77, в) характерно для залежей маловязкой нефти, приуроченных к продуктивным пластам с весьма неоднородным строением или пониженной проницаемостью пород-коллек-

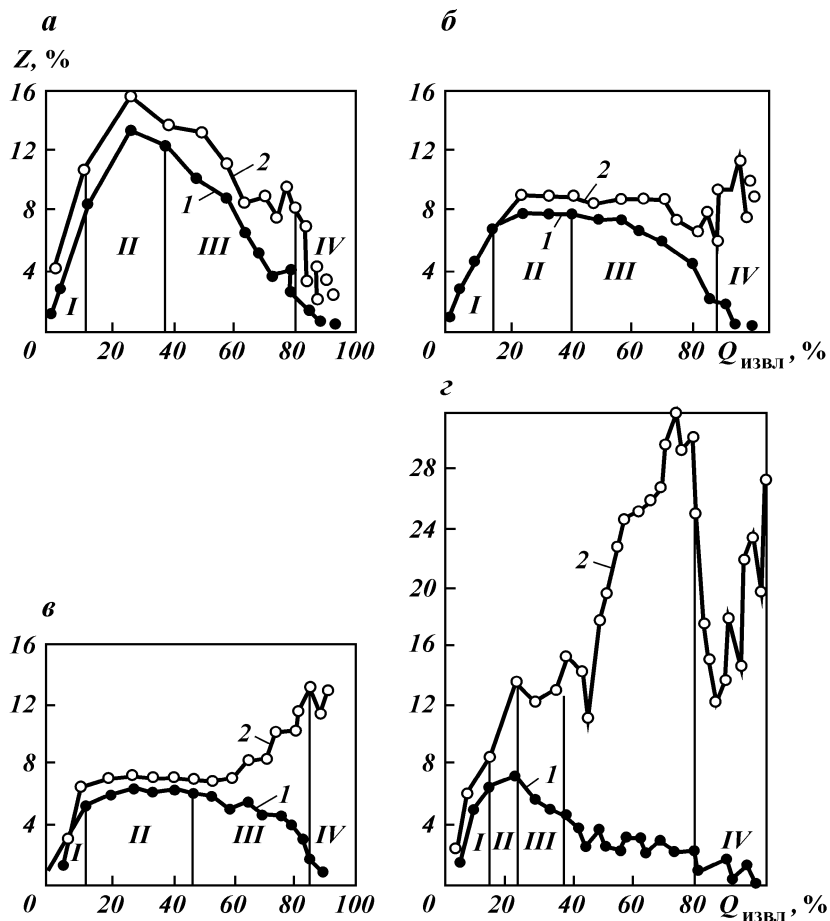


Рис. 77. Разновидности динамики добычи нефти (1) и отбора жидкости (2) из залежей:
a — залежи с различными геолого-промысловыми характеристиками. I—IV — стадии разработки; Z — темпы добычи нефти и отбора жидкости; $Q_{извл}$ — начальные извлекаемые запасы нефти

лекторов, особенно при больших размерах площадей нефтеносности и водонефтяных зон. В этих условиях необходимость повышения отборов жидкости предопределяется относительно низкими темпами добычи нефти и жидкости на II стадии и высокой обводненностью продукции в конце III стадии (70—80 %, иногда и более).

На залежах нефти с повышенной вязкостью (рис. 76, „)

обводненность продукции уже к концу II стадии возрастает до 40–50 %, а к концу III стадии достигает 90–95 %. В связи с этим годовые отборы жидкости из таких залежей резко наращиваются уже с конца I стадии и к концу III стадии могут превышать годовую добычу нефти на II стадии в 4–6 раз и более.

На IV стадии разработки темпы отбора жидкости из объектов сохраняются примерно на уровне отбора в конце III стадии.

Количество проходящей через залежь воды и конечное нефтеизвлечение. Процесс вытеснения нефти водой из пласта существенно отличается от поршневого вследствие диспергирования нефти. В связи с этим отбираемый из залежи объем нефти вытесняется значительно большим количеством воды. Количество проходящей через залежь (промывающей пласт) воды – один из факторов, влияющих на коэффициент извлечения нефти, причем значение этого параметра возрастает с ухудшением геолого-физических показателей объекта.

Для изучения зависимости коэффициента извлечения нефти от количества прошедшей через залежь (внедрившейся в залежь) воды строят график, называемый характеристикой вытеснения. На оси абсцисс графика откладывают количество прошедшей через залежь воды, на оси ординат – коэффициент извлечения нефти. Количество воды выражают через количество объемов пор пласта, первоначально занятых нефтью. За величину нефтенасыщенного объема пор принимают объем начальных балансовых запасов нефти в пластовых условиях. На рис. 78 приведены характеристики вытеснения, примерно соответствующие разновидностям ди-

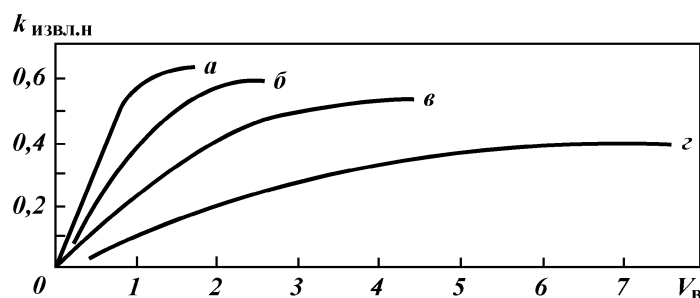


Рис. 78. Характеристики вытеснения нефти водой при разработке залежей. Залежи: а, б, в, – маловязкой нефти (от а к в геолого-промысловая характеристика залежи ухудшается), г – вязкой нефти; $k_{\text{извл.н}}$ – коэффициент извлечения нефти; $V_{\text{в}}$ – объемы внедрившейся воды

намики отбора жидкости, показанным на рис. 76. Начальные участки кривых, представленные прямолинейными отрезками, соответствуют периоду безводной эксплуатации. С появлением воды в продукции кривые отклоняются от прямой. Видно, что с усложнением геолого-физической характеристики объектов количество объемов воды, внедряющихся в залежь, возрастает с 1,5–2 до 6–7 и более. Из высокопродуктивных залежей основная часть запасов нефти извлечена в результате прохождения первого объема воды, с внедрением второго объема связан относительно небольшой прирост коэффициента извлечения. Чем хуже характеристика залежей, тем более снижается эффективность внедрения первого объема воды и возрастает эффективность внедрения следующих объемов. Несмотря на промывку пластов большим количеством воды, на залежах с менее благоприятной характеристикой достигается меньшее значение коэффициента извлечения. Если по наиболее высокопродуктивным залежам он может достигать 0,6, то на залежах маловязкой нефти в неоднородных пластах не превышает 0,5–0,55. При повышенной вязкости нефти внедрение в залежь 7–8 объемов воды обуславливает коэффициент извлечения нефти не больше 0,4.

Из изложенного видно, что для каждой залежи особенности изменения разных показателей разработки тесно связаны между собой и во многом определяются ее характеристикой.

Приведенные особенности динамики основных показателей разработки при вытеснении нефти из пластов водой, выявленные в результате обобщения опыта разработки, могут быть использованы при обосновании возможных показателей разработки новых залежей, с подобным диапазоном значений промыслово-геологических параметров, для критической оценки проектных показателей, полученных в результате гидродинамических расчетов, при регулировании эксплуатации залежей.

Таким образом, обобщение опыта разработки залежей с названными средними диапазонами параметров пластов позволило подразделить их на четыре группы с разной динамикой основных показателей разработки из-за различий в промыслово-геологической характеристике и в применяемых системах разработки. Выделение этих групп предопределяет начало составления схемы промыслово-геологического группирования нефтяных залежей (см. главу XVIII).

Очевидно, что по залежам с низкой продуктивностью, вводимым в последние годы в разработку, динамика пока-

зателей будет иной — максимальные темпы добычи нефти будут ниже, обводненность будет нарастать интенсивнее, меньшими будут коэффициенты нефтеизвлечения. Тенденции динамики показателей разработки по таким залежам предстоит определять, обобщая опыт их продолжительной разработки.

На **газовых эксплуатационных объектах** весь период разработки одни специалисты подразделяют на три стадии, другие — на четыре. В первом случае III стадия отвечает III+IV стадиям разработки нефтяных объектов. Исходя из целесообразности унификации понятий, следует период разработки газовых залежей, так же как и нефтяных, делить на четыре стадии.

I стадия — период бурения первой очереди добывающих скважин и наращивания добычи газа.

II стадия — период относительно постоянной высокой добычи, поддерживаемой дополнительным бурением скважин и при возможности — увеличением депрессии в скважинах.

III стадия — период интенсивного падения добычи.

IV стадия — завершающий период разработки, характеризующийся низкими отборами газа.

Обобщение опыта разработки газовых залежей, выполненное А.А. Козловым, П.Г. Шмыглей, М.А. Фишем, И.А. Леонтьевым, Е.Н. Храменковым и другими исследователями, свидетельствует о том, что для небольших залежей с запасами до 3 млрд. м³ основные показатели динамики добычи газа (продолжительность стадий, степень использования запасов за стадию и др.) изменяются в широком диапазоне значений. Это обусловлено различиями в их продуктивности, в количестве добывающих скважин, в темпах освоения залежей. С увеличением размеров залежей диапазон значений показателей сужается, особенно для крупных по запасам залежей, служащих источниками снабжения газом удаленных потребителей, заинтересованных в продолжительных устойчивых поставках газа. Задачи газоснабжения обуславливают необходимость продления II стадии разработки и, следовательно, некоторого ограничения темпов разработки в этом периоде.

Продолжительность I стадии на залежах с запасами газа до 3 млрд. м³ часто не превышает одного года, иногда эта стадия совсем отсутствует, но нередко она продолжается 10 лет и более. На объектах с запасами 20—50 млрд. м³ она длится от 2 до 10 лет, а на более крупных объектах — от 4 до 10 лет.

Продолжительность II стадии по залежам с запасами до 50 млрд. м³ в большинстве случаев находится в пределах от

одного года до 10 лет, по более крупным залежам — от 4 до 10 лет. Среднегодовые темпы добычи на II стадии на залежах с запасами до 3 млрд. м³ изменяются в пределах от 5 до 30 %, с запасами 3–50 млрд. м³ обычно от 5 до 13 %, на более крупных залежах примерно от 5 до 8 %.

К концу II стадии, т.е. к началу интенсивного падения добычи, из большинства объектов отбирается 40–70 % балансовых запасов газа. Вполне реально на всех крупных залежах ставить задачу отбора к концу этого периода 60–70 % балансовых запасов. Это существенно отличает динамику добычи газа от динамики добычи нефти. Как уже отмечалось, из нефтяных эксплуатационных объектов к началу падения добычи отбирается 25–50 % извлекаемых запасов, что соответствует всего 15–35 % балансовых запасов. Таким образом, на газовых объектах к концу II стадии достигается намного более высокое текущее газоизвлечение.

На III стадии из газовых объектов отбирают 20–30 % запасов газа. Количество действующих скважин на этой стадии остается неизменным (при газовом режиме) или уменьшается в связи с постепенным прекращением эксплуатации обводненных скважин (при упруговодонапорном режиме). Продолжительность III стадии и соответственно скорость падения добычи газа в этот период, как и на нефтяных объектах, определяются характером динамики добычи газа на первых двух стадиях.

IV стадия, завершаемая при приближении к минимальной рентабельной добыче из объекта, так же, как и на нефтяных объектах, по продолжительности соразмерна с первыми тремя стадиями, вместе взятыми.

На газоконденсатных залежах, разрабатываемых с использованием природных видов энергии, выделяют те же стадии разработки, что и на газовых. При разработке газоконденсатных месторождений с реализацией сайклинг-процесса часть газа, закачиваемого после выделения из него конденсата обратно в пласт, в товарной продукции не учитывается. Вследствие этого динамика годовой добычи газа носит иной характер.

Вопросы поиска закономерностей в динамике показателей, характеризующих отборы попутной воды, для газовых залежей менее актуальны, поскольку при газовом режиме поступление воды в залежь и в скважины отсутствует или невелико, а при водонапорном режиме отбор попутной воды ограничивают путем изоляционных работ и выключения скважин, дающих воду.

§ 2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ, ГАЗА, ОБВОДНЕННОСТЬЮ ПРОДУКЦИИ, ЗАКАЧКОЙ ВОДЫ

Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором. При разработке месторождений нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, их продуктивностью, обводненностью скважин, газовым фактором (по нефтяным скважинам), приемистостью нагнетательных скважин.

Дебит скважины по жидкости (безводной — по нефти, обводненной — по нефти и воде) измеряется в т/сут с помощью автоматизированных групповых установок типа "Спутник". Пользование такими установками позволяет устанавливать отдельно количество нефти и попутной воды в общем дебите скважины по жидкости. В результате определяют обводненность продукции скважины, т.е. содержание воды в процентах во всей жидкости.

При недостаточно надежной работе системы "Спутник" обводненность продукции скважин определяют по пробам жидкости, отобраным из выкидных линий скважины, с помощью аппарата Дина и Старка, центрифугированием или другими методами.

Дебит попутного газа измеряют на групповых установках турбинным газовым счетчиком типа "Агат-1", а при использовании индивидуальной замерной установки — турбинным счетчиком или дифференциальным манометром с дроссельным устройством, устанавливаемым на выходе из трапа.

Промысловый газовый фактор (в м³/т) вычисляют как отношение дебита попутного газа к дебиту сепарированной нефти.

Приемистость водонагнетательной скважины (в м³/сут) измеряют счетчиком или расходомером диафрагменного типа, установленным на кустовой насосной станции. Поскольку один разводящий водовод часто обеспечивает водой две-три скважины, замер приемистости скважины следует производить при остановке других скважин, питающихся из того же водовода. При использовании индивидуальных насосов для нагнетательных скважин их приемистость определяют индивидуально.

Дебиты скважин при добыче природного газа измеряют на групповых или централизованных газосборных пунктах с

помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифманометрами, — поплавковыми, мембранными, сильфонными. Для разведочных скважин, не подключенных к газопроводу, а также для скважин с устьевым давлением, меньшим, чем давление в промысловом газопроводе после узла измерения дебита, часто используют метод критического истечения с использованием соответствующего диафрагменного измерителя (ДИКТ).

При разработке многопластовых эксплуатационных объектов или объектов большой толщины большое значение имеет определение рассмотренных показателей отдельно по пластам и интервалам пласта. В добывающих и нагнетательных скважинах эту задачу решают, главным образом применяя аппарат для глубинной потокометрии и термометрии.

Вопросы техники, технологии контроля за рассмотренными показателями работы скважин и пластов в них, а также приемы интерпретации получаемых замеров излагаются в инструкциях по исследованию скважин и пластов.

Для каждого объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замеров таким образом, чтобы количество определений было достаточным для получения в результате их статистической обработки надежных средних значений за отчетные периоды времени (месяц, квартал).

Учет показателей работы скважин. Документация. Каждая скважина представляет собой дорогостоящее сооружение, поэтому полноценное использование ее — одно из важных требований разработки. Его выполнение обеспечивается правильным выбором конструкции скважины, интервалов перфорации, способа эксплуатации, подбором типа и режима оборудования для подъема жидкости, своевременным выполнением ремонтно-изоляционных работ, установлением режима отбора жидкости (газа) и др. В течение продолжительного периода использования скважины в ее техническое состояние и режим работы вносятся изменения: может быть изменено и само назначение скважины, может быть осуществлен перевод ее на другой горизонт и т.д.

Все стороны процесса эксплуатации каждой скважины систематически отражаются в документах. Эти документы:

эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины);

карточка нагнетательной скважины;

карточка по исследованию скважины;

паспорт скважины.

В **эксплуатационной карточке** отмечаются ежедневные дебиты скважины по нефти (газу) и попутной воде, газовый фактор, часы работы и простоя скважины, причины простоя, изменения способа эксплуатации, характеристики оборудования или режима его работы. За каждый месяц подводятся итоги: фиксируются добыча нефти, добыча воды, обводненность месячной продукции, число часов работы и простоя, среднесуточные дебиты скважины по жидкости и нефти, значения среднего газового фактора.

В **карточке нагнетательной скважины** записывают ежедневно приемистость скважины, давление нагнетания воды (или другого агента), число часов работы и простоя, причины простоя. Фиксируют показатели работы скважины за месяц: количество закачанной воды, число часов работы и простоя, среднесуточную приемистость, среднее давление на устье скважины.

В **карточку по исследованию скважины** вносят: дату и вид исследования (замеров), данные о режиме работы скважины и внутрискважинного оборудования в период исследования, глубину и продолжительность замера, тип прибора, результаты проведенных замеров.

Паспорт скважины — основной документ, отражающий всю историю скважины с начала ее бурения до ликвидации и содержащий следующие данные:

общие сведения (назначение скважины, ее местоположение (координаты), альтитуда устья, даты начала и окончания бурения, способ бурения, глубина забоя, целевой горизонт, дата ввода в эксплуатацию);

геолого-технический разрез скважины (литолого-стратиграфическая колонка, основные кривые геофизического комплекса исследований скважины, схема ее конструкции, характеристика кривизны);

характеристику продуктивных пластов и фильтра (глубина кровли и подошвы пластов, интервалы перфорации, характеристика открытого забоя или тип перфорации и ее плотность);

результаты освоения скважины (вскрытый пласт, начало освоения, среднесуточные показатели за первые 30 дней работы: способ эксплуатации, дебиты по нефти, газу, жидкости, воде, показатели давления, коэффициент продуктивности);

физическую характеристику пластов эксплуатационного объекта (описание пород, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтегазоводонасыщенности, неоднородности, положение ВНК (ГНК, ГВК));

результаты исследования пластовой и поверхностной нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб);

характеристику газа (содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях);

характеристику способов эксплуатации (способ эксплуатации, период его применения, тип и техническая характеристика оборудования, его теоретическая производительность и режим работы);

аварийные и ремонтно-изоляционные работы в скважине (данные о технических дефектах скважины, характеристика проведенных ремонтных работ, изменения в конструкции скважины, в интервалах перфорации, в положении искусственного забоя).

Паспорт содержит сводную таблицу работы скважины, месячные и годовые показатели (из карточки скважины), а также суммарные показатели с начала эксплуатации скважины.

Наряду с документацией каждой скважины геолого-промысловая служба обобщает результаты эксплуатации всей совокупности пробуренных скважин объекта разработки. Для этого составляются следующие документы:

геологический отчет по эксплуатации скважин;

карта текущего состояния разработки;

карта суммарных отборов и закачки по скважинам;

технологический режим работы скважин.

Названные документы используют для обоснования мероприятий по регулированию разработки.

Геологический отчет по эксплуатации скважин составляют ежемесячно. Отчет состоит из двух частей — по добывающим и по нагнетательным скважинам. Скважины группируют по объектам и способам эксплуатации. По каждой скважине в отчете показывают месячную добычу нефти, газа, воды, объем закачанной воды, среднесуточные дебиты (приемистость), число часов работы и простоя скважины, причины простоя. В конце отчета приводят итоговые данные по объекту в целом.

Карту текущего состояния разработки обычно строят ежеквартально. Для построения карты используют план расположения точек пересечения скважин с кровлей объекта. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, площадь которого отвечает среднесуточному де-

биту скважины по жидкости (газу) за последний месяц квартала. В круге выделяется сектор, соответствующий обводненности продукции (1 % обводненности — $3,6^\circ$). Для наглядности части круга закрашивают разными цветами: нефть и газ обычно показывают в желто-коричневых тонах с дифференциацией окраски по способам эксплуатации, попутную и нагнетательную воду — в сине-зеленых тонах с дифференциацией окраски по характеру воды (пластовая, нагнетаемая, чужая). На карте показывают местоположение начальных и текущих контуров нефтегазоносности, выделяя различными условными обозначениями участки объекта, заводненные полностью и частично пластовой и нагнетаемой водой. При объединении в объект разработки нескольких пластов карты составляют для объекта в целом и отдельно для каждого пласта.

Карту суммарных отборов и закачки по скважинам составляют обычно один раз в год (на конец года). На карте в виде кругов отражают добычу жидкости (газа), накопленную с начала эксплуатации скважины. Условные обозначения применяют те же, что и на карте текущего состояния разработки, но в кругах выделяют секторы, соответствующие добыче, накопленной при разных способах эксплуатации. В сочетании с картой, отражающей распределение удельных запасов нефти на единицу площади (или на одну скважину), карта суммарных отборов и закачки позволяет оценить степень выработанности запасов в разных частях объекта.

Технологический режим работы скважин составляют с учетом задач по развитию добычи нефти (газа) и регулированию процесса разработки (см. главу XVI). В этом документе по каждой из действующих скважин приводятся среднесуточные показатели фактической работы скважин и показатели, рекомендуемые на предстоящий период. По новым и бездействующим скважинам, планируемыми к вводу в эксплуатацию, приводятся намечаемые показатели.

Геолого-промысловая документация по объектам разработки в целом. Показатели добычи нефти и газа по объекту в целом отражаются в двух главных документах — в паспорте объекта разработки и на графике разработки.

В паспорте объекта разработки приводятся сведения, отражающие промыслово-геологическую характеристику эксплуатационного объекта, проектные и фактические показатели разработки.

Геологическая характеристика включает тот же набор све-

дений, что и по отдельным скважинам, но в среднем для объекта:

средние параметры объекта до начала разработки;
свойства нефти в пластовых условиях и на поверхности.

Наряду с этим приводятся:

свойства газа;

свойства пластовой воды (плотность, вязкость, щелочность, жесткость, содержание анионов и катионов);

данные о начальных запасах нефти (балансовые, извлекаемые, конечный коэффициент извлечения нефти, дата утверждения запасов);

данные об остаточных запасах нефти на начало каждого года (балансовые, извлекаемые запасы, текущий коэффициент извлечения нефти).

Проектные показатели разработки приводятся в паспорте объекта по последнему утвержденному проектному документу. С принятием нового проекта проектные показатели на последующие годы корректируются. При этом приводятся: максимальная годовая добыча нефти (газа), жидкости и годы их достижения; максимальный объем закачки воды или других агентов и год его достижения; основной фонд скважин добывающих, нагнетательных и специальных; количество резервных скважин; количество пробуренных добывающих скважин в год достижения максимальной добычи нефти (газа); средняя плотность сетки скважин добывающих и нагнетательных во внешнем контуре нефтегазоносности и в зоне разбуривания; плотность сетки в зоне размещения добывающих скважин; средний дебит одной добывающей скважины в год выхода на максимальную добычу; средняя приемистость нагнетательной скважины при максимальной закачке воды; удельные извлекаемые запасы нефти (газа) на одну скважину; разновидность заводнения или другого метода воздействия; основной способ эксплуатации скважин.

Фактические показатели разработки объекта по годам (на конец года) для нефтяных эксплуатационных объектов приводятся в виде таблицы, в которой отражаются: добыча нефти за год в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов; добыча нефти с начала разработки в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов; текущий коэффициент извлечения нефти; добыча воды за год и с начала разработки в т; среднегодовая обводненность продукции в процентах; добыча жидкости за год и с начала разработки в м³ в переводе на пластовые условия; закачка воды за год в м³ и в процентах годового отбора жидкости в пластовых усло-

виях; закачка воды с начала разработки в м³ и в процентах накопленной с начала разработки жидкости в пластовых условиях; добыча попутного газа за год в м³; средний газовый фактор; фонд добывающих скважин (в соответствии с главой XI); фонд нагнетательных скважин (всего пробурено, в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и консервации); число скважин, введенных за год в эксплуатацию после бурения, — добывающих, нагнетательных; число добывающих скважин, выбывших из действующего фонда; число специальных скважин; средний дебит одной новой добывающей скважины; среднее пластовое давление на конец года в начальном контуре нефтеносности и в зоне отбора. Кроме того, в этой таблице дается информация о фонде добывающих скважин и среднем дебите одной скважины при разных способах эксплуатации (фонтанный, газлифтный, ЭЦН, ШГН и др.), а также о числе скважин, работающих с содержанием воды в продукции до 2; 2–20; 20–50; 50–90; более 90 %.

Аналогичный паспорт ведется и по газовому эксплуатационному объекту.

График разработки (рис. 79) составляется для эксплуатационного объекта и представляет собой комплекс кривых,

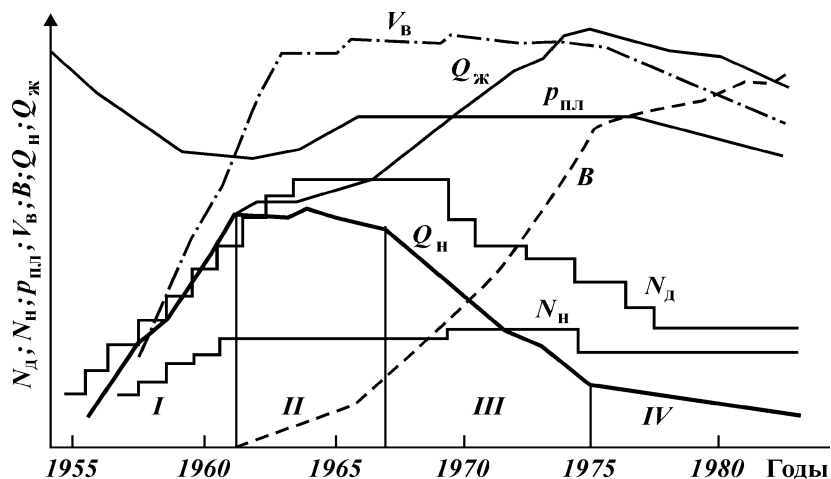


Рис. 79. График разработки нефтяного эксплуатационного объекта:
 Q_n — добыча нефти; $Q_{ж}$ — отбор жидкости; B — обводненность продукции; V_v — объем закачки воды; $p_{пл}$ — пластовое давление; N_d , N_n — фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин; I, II, III, IV — стадии разработки

отражающих в масштабе динамику основных годовых (квартальных, месячных) показателей разработки. На графике должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти, добычи жидкости, обводнения продукции, действующего фонда добывающих скважин, количества нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды (или другого агента), закачки воды за год в процентах годового отбора жидкости, пластового давления.

В зависимости от решаемой задачи и геолого-промысловых особенностей залежи график разработки может дополняться кривыми изменения других показателей, приводимых в паспорте объекта разработки.

При необходимости сравнения графиков разработки различных объектов годовую добычу нефти и жидкости приводят в виде темпов разработки. При этом на оси абсцисс откладывают не время (годы), а коэффициент извлечения нефти или отношение (в %) накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам. На графике разработки каждого объекта отмечают границы между стадиями разработки.

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей разработки с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценивать эффективность реализуемой системы разработки и обосновывать при необходимости меры по ее совершенствованию.

Глава XIII

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

§ 1. ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются значением пластового давления $p_{\text{пл.тек}}$. С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) в зоне отбора происходит снижение пластового давления. В последующем в зависимости от режима работы залежи, годовых объемов добычи и т.д. в

изменении пластового давления могут наблюдаться различные тенденции.

Пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливаемое при работе практически всего фонда скважин, называют текущим или **динамическим пластовым давлением**. Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем — важнейшая часть контроля за разработкой залежи. Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, особенно при большой высоте залежи, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта — оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других — стабилизироваться, на третьих — возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты. Выявление этих, иногда противоположных тенденций на фоне различных, обусловленных глубинами залегания горизонта значений начального давления в разных частях залежи, встречает значительные трудности. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

Как уже отмечалось в главе VII, приведенное пластовое давление — это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость. Обычно это плоскость, соответствующая значению средней абсолютной отметки начального ВНК или ГВК. В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи — плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки.

Приведенное давление $p_{\text{пл.пр}}$ вычисляют по формуле

$$p_{\text{пл.пр}} = p_{\text{пл.з}} \pm h_n \rho / 102, \quad (\text{XIII.1})$$

где $p_{\text{пл.з}}$ — замеренное в скважине пластовое давление; h_n — расстояние между точкой замера и условной плоскостью; ρ — плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине — нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой — сделан замер).

Поправку $h_n \rho / 102$ вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее по-

ложении выше этой плоскости. На рис. 80 в законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, — воды, по скв. 5 — нефти.

Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. На рис. 81 горизонтальная линия 1 соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг

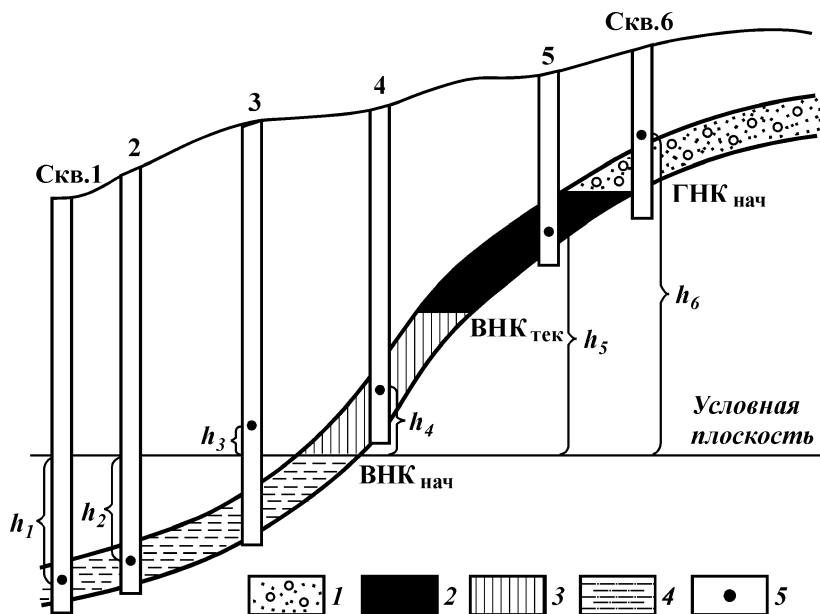


Рис. 80. Схема приведения пластового давления по глубине:
 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — зона пласта, заводненная при разработке нефтяной части залежи; 5 — точка замера давления в скважине; h — расстояние от точки замера до условной плоскости

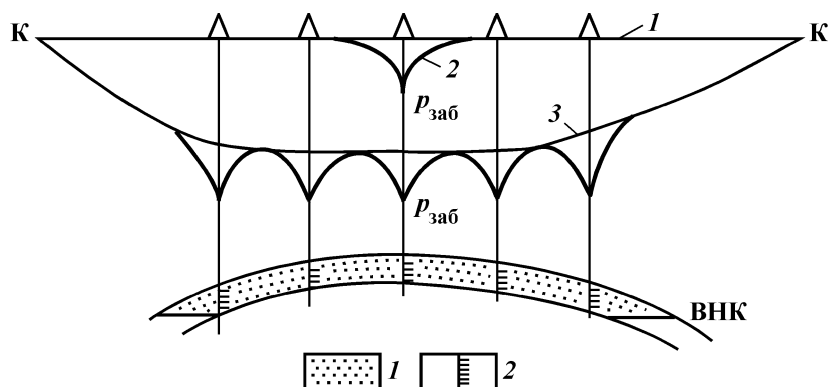


Рис. 81. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме:
a – залежь; *b* – интервал перфорации. Давление: *1* – начальное пластовое (приведенное), *2* – в пласте возле первых, введенных в разработку скважин, *3* – приведенное динамическое пластовое (после ввода многих скважин); $p_{\text{заб}}$ – забойное давление; К – контур питания

скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой 2. При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия 2 в сочетании с линией 1 отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

Давление в пласте у забоя скважины при ее работе называют забойным давлением $p_{\text{заб}}$.

По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует значению текущего (динамического) пластового давления. Кривая 3 на рис. 81, проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление снижается от контура питания к центральной части залежи.

Характер распределения в пласте давления при внутриконтурном нагнетании в пласт воды или другого рабочего агента (в приведенном случае – при разрезании залежи на блоки)

показан на рис. 82. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх.

Динамическое пластовое давление вблизи нагнетательных скважин обычно превышает начальное пластовое давление на 15–20 %, а иногда и более. Положение каждого разрешающего ряда соответствует искусственному контуру питания.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах (при сохранении фонда ближайших к ним скважин в работе). Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Значения забойного давления в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового — после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение 20 мин фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего пе-

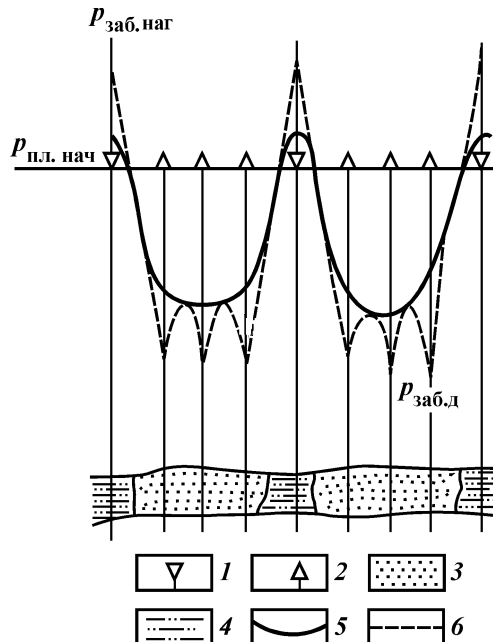


Рис. 82. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при внутриконтурном нагнетании воды.

Скважины: 1 — нагнетательные, 2 — добывающие; части пласта: 3 — нефтесыщенные, 4 — промытые водой; 5 — динамическое пластовое давление (общие воронки депрессии давления); 6 — локальные воронки депрессии (репрессии); $p_{пл.нач}$ — начальное пластовое (приведенное) давление; забойное давление: $p_{заб.наг}$ — в нагнетательной скважине, $p_{заб.д}$ — в добывающей скважине

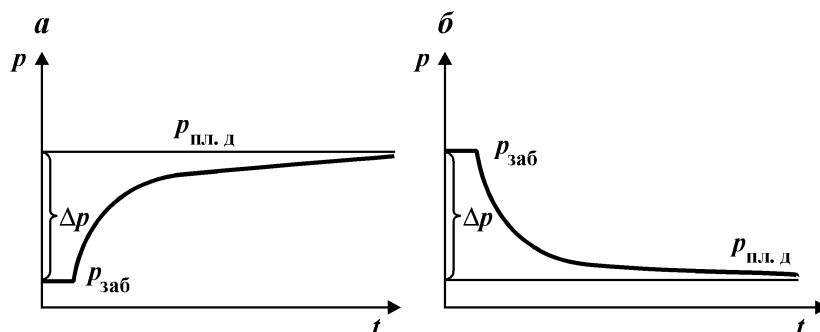


Рис. 83. Кривая восстановления давления в остановленной скважине: *а* – добывающей; *б* – нагнетательной. Давление: $P_{пл. д}$ – пластовое динамическое, $P_{заб}$ – забойное

ро манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважинах показан на рис. 83. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию. При наличии достаточного опыта, когда становится известной необходимая в конкретных геологических условиях продолжительность остановки скважины для восстановления давления, замер динамического пластового давления можно проводить, спуская манометр в конце остановки, без снятия КВД.

Динамическое пластовое давление залежи в целом освещается замерами его в скважинах, останавливаемых в последовательности, обеспечивающей неизменность условий дренирования залежи в районе исследуемой скважины. Не следует допускать одновременной остановки близко расположенных друг к другу скважин, поскольку при этом давление на исследуемом участке залежи восстановится до значений выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин. В то же время для оценки состояния пластового давления залежи на определенную дату данные о нем должны быть получены в возможно большем количестве скважин в короткий срок.

§ 2. КАРТЫ ИЗОБАР

Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в целом в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар.

Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях — при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении. Для решения некоторых специальных задач могут быть построены карты абсолютного (замеренного у пласта) динамического пластового давления. При построении карты на установленную дату следует использовать замеры давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени — до одного-двух месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеры вносить поправку на время. Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар (рис. 84, сплошная линия) и проявляющейся в периоде накопления последних данных (штрихпунктирная линия). Интервал между изобарами на карте выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи.

Карта изобар (рис. 85) служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям). Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему.

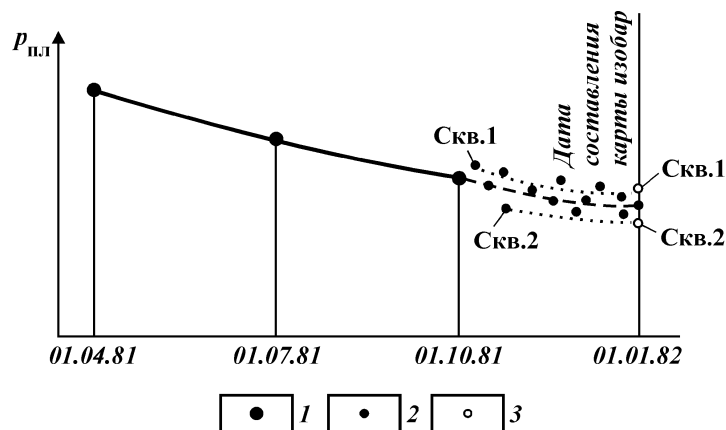


Рис. 84. Схема приведения замеренных значений $p_{пл}$ в скв. 1 и 2 к дате построения карты изобар:

1 — средние значения пластового давления по площади по последним картам изобар; 2 — значения пластового давления по площади, полученные по скважинам в последнем квартале; 3 — приведенные во времени значения пластового давления в скв. 1 и 2 (аналогично приводятся по всем другим скважинам)

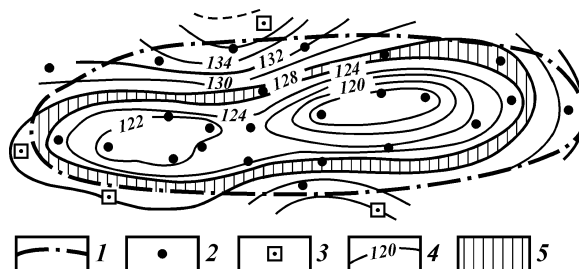


Рис. 85. Карта изобар:

1 — внешний контур нефтеносности; скважины: 2 — добывающие, 3 — законтурные (пьезометрические); 4 — изобары, м; 5 — элемент залежи между соседними изобарами

Среднее взвешенное давление по площади $p_{плf}$ находят по формуле

$$\bar{p}_{плf} = \left(\sum_{i=1}^n p_i f_i \right) / F,$$

где p_i — среднее арифметическое значение давления в пределах i -го элемента залежи между соседними изобарами; f_i — площадь i -го элемента залежи, замеряемая по карте; $F = \sum f_i$ —

площадь залежи; n — количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

Для определения среднего взвешенного давления по объему залежи $p_{пав}$ последовательно выполняют следующие операции.

1. Строят карту равных значений нефте(газо)насыщенной толщины пласта h и по ней определяют значения f_i и h_i для элементов площади между отдельными изопахитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p — приведенное пластовое давление. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов: путем совмещения карты нефтегазонасыщенной толщины с картой изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт; по данным замеренных значений p и h по скважинам.

3. По карте равных значений произведения ph определяют площади элементов s_i между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$.

4. Находят среднее значение $\bar{p}_{пав}$ по формуле

$$\bar{p}_{пав} = \frac{\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i}{\sum_{i=1}^n h_i f_i} = \frac{\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i}{V},$$

где V — нефте(газо)насыщенный объем залежи; n — количество элементов площади с разными средними значениями ph ; m — количество элементов площади залежи с разными средними значениями h_i .

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют как среднее взвешенное по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров), как среднее взвешенное по объему — при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как среднее взвешенное по объему.

Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон и участков, представляющих самостоятельный интерес.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи в целом и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффек-

тивности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

§ 3. ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА. КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Как уже указывалось, при разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления — общая по залежи в целом и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют депрессией на забое скважины $\Delta p_{\text{скв.д}}$, применительно к нагнетательной скважине — репрессией на забое скважины $\Delta p_{\text{скв.н}}$. В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин перепад давления в скважине.

В добывающей скважине забойное давление $p_{\text{заб.д}}$ меньше текущего пластового давления $p_{\text{пл.тек}}$ на величину депрессии, в нагнетательной скважине $\Delta p_{\text{заб.н}}$ больше $p_{\text{пл.тек}}$ на величину репрессии. Соответственно перепады давления в добывающей и нагнетательной скважинах определяются выражениями

$$\Delta p_{\text{скв.д}} = p_{\text{пл.тек}} - p_{\text{заб.д}}; \quad (\text{XIII.4})$$

$$\Delta p_{\text{скв.н}} = p_{\text{заб.н}} - p_{\text{пл.тек}}.$$

При установившейся фильтрации жидкости депрессия на забое добывающей скважины и репрессия на забое нагнетательной скважины находятся в прямой связи соответственно с дебитом по жидкости $q_{\text{ж}}$ и приемистостью W :

$$q_{\text{ж}} = K'(p_{\text{пл.тек}} - p_{\text{заб.д}}); \quad (\text{XIII.5})$$

$$W = K''(p_{\text{заб.н}} - p_{\text{пл.тек}}).$$

Здесь K' и K'' — коэффициент продуктивности и коэффициент приемистости скважины, выражаемые соответст-

венно в (т/сут)/0,1 и в (м³/сут)/0,1 МПа и характеризующие изменение дебита и приемистости скважины на единицу изменения перепада давления в скважине. Коэффициенты K' и K'' для одной и той же скважины обычно имеют разные значения. Поэтому для скважины, сначала дававшей нефть, а затем переведенной под нагнетание воды с целью совершенствования системы воздействия, эти коэффициенты должны определяться самостоятельно при добыче нефти и при закачке рабочего агента. Дебит скважины по жидкости $q_{ж}$ и приемистость скважины W при установившейся фильтрации жидкости определяют по уравнениям

$$q_{ж} = (2\pi k_{пр} h \Delta p_{скв,д}) / \left[\mu_{н} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right]; \quad (XIII.6)$$

$$W = (2\pi k_{пр} h \Delta p_{скв,в}) / \left[\mu_{в} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right],$$

где $k_{пр}$ — проницаемость пласта; h — толщина пласта; $\Delta p_{скв,д(в)}$ = Δp в добывающей (нагнетательной) скважине; $R_{к}$ — радиус условного контура питания скважины; $r_{пр}$ — приведенный радиус скважины; $\mu_{н}$ и $\mu_{в}$ — соответственно вязкость нефти и воды.

Радиус условного контура питания скважины $R_{к}$ принимают равным половине расстояния между скважинами. Приведенный радиус скважины $r_{пр}$ — радиус условной совершенной скважины, принимаемой в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей те же дебит и депрессию.

Из сопоставления (XIII.5) и (XIII.6) следует:

$$K' = (2\pi k_{пр} h) / \left[\mu_{н} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right]; \quad (XIII.7)$$

$$K'' = (2\pi k_{пр} h) / \left[\mu_{в} \ln(R_{к} / r_{пр}) \right],$$

т.е. коэффициенты продуктивности и приемистости представляют собой комплексные характеристики соответственно добычных возможностей и приемистости скважины.

На практике коэффициент продуктивности (приемистости) определяют путем исследования скважины методом установившихся отборов. Метод основан на измерении дебита и забойного давления при нескольких стабилизировавшихся режимах работы скважины. Полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы) (рис. 86). При

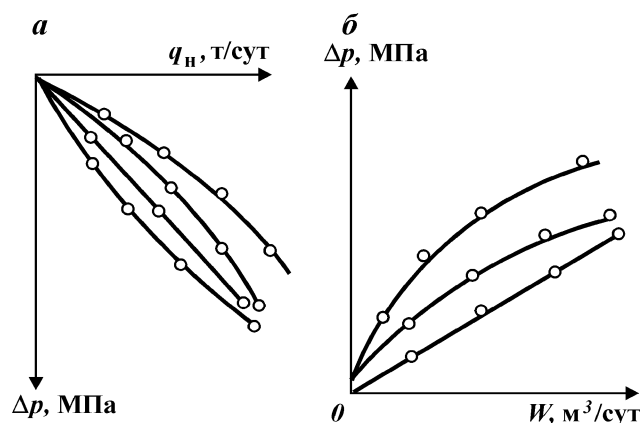


Рис. 86. Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин:
 q_n — дебит скважин по нефти; W — приемистость скважин; Δp — депрессия (репрессия) на забое скважины

фильтрации жидкости индикаторные линии обычно прямолинейны по всей длине или на начальном участке. По добывающим скважинам при больших значениях дебита они могут быть изогнутыми в результате нарушения линейного закона фильтрации вблизи скважины, уменьшения проницаемости в связи со смыканием трещин при значительном снижении забойного давления. По нагнетательным скважинам основной причиной искривления индикаторных линий является раскрытие микротрещин в пласте по мере увеличения забойного давления.

Уравнение прямолинейной индикаторной линии добывающей нефтяной скважины имеет вид

$$p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = q_{\text{ж}} / K'. \quad (\text{XIII.8})$$

При прямолинейном характере индикаторной кривой коэффициент $K'(K'')$ остается постоянным в интервале исследованных режимов и численно равен тангенсу угла между кривой и осью перепада давления.

На искривленном участке индикаторной кривой коэффициент продуктивности (приемистости) изменчив и для каждой точки кривой определяется как отношение дебита (приемистости) к соответствующему перепаду давления.

Значение коэффициента продуктивности (приемистости)

используют для прогноза дебитов (приемистости) скважины при перепадах давления, допустимых в рассматриваемых геологических и технических условиях.

В промыслово-геологической практике часто пользуются удельным коэффициентом продуктивности (приемистости) $K_{уд}$, характеризующим значение коэффициента продуктивности (приемистости) K' (K'') на 1 м работающей толщины пласта h :

$$K_{уд} = K/h. \quad (\text{XIII.9})$$

Этот показатель используют при обосновании кондиционных значений параметров продуктивных пластов, при сравнении фильтрационной характеристики пластов разной толщины и в других случаях.

Дебит газа q_r в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давления $p_{пл}^2 - p_{заб}^2$.

$$q_r = \left\{ 2\pi k_{пр} h T_{ст} \left[p_{ат} \mu_r Z \ln(R_k / r_{пр}) T_{пл} \right] \right\} (p_{пл}^2 - p_{заб}^2), \quad (\text{XIII.10})$$

где $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости; h — эффективная толщина; $T_{ст} = 273$ К; $T_{пл} = (273 - t_{пл})$; $p_{ат} = 10^5$ Па; μ_r — вязкость пластового газа; Z — коэффициент сверхсжимаемости газа; $R_k/r_{пр}$ — то же, что в (XIII.6).

В отличие от уравнения притока нефти к скважине (XIII.6) в уравнении притока газа (XIII.10) дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности в формуле (XIII.10) может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах q_r и $(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r$ (рис. 87).

Уравнение индикаторной линии имеет вид

$$(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r = A + Bq_r, \quad (\text{XIII.11})$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне (A) и от конструкции скважины (B).

Коэффициент A численно равен значению $(p_{пл.тек}^2 - p_{заб}^2)/q_r$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. Дробь в правой части (XIII.10) соответствует $1/A$, т.е.

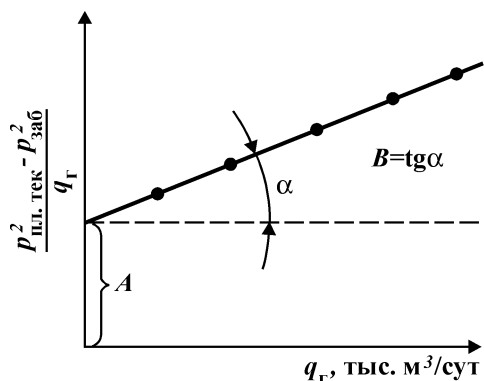


Рис. 87. Индикаторная диаграмма газовой скважины: $q_{г}$ — дебит скважины по газу; давление: $p_{пл.тек}$ — пластовое текущее, $p_{заб}$ — забойное

$$A = p_{атм} \mu_{г} Z \ln(R_{к} / r_{пр}) T_{пл} / (2\pi k_{пр} h T_{ст}). \quad (\text{XIII.12})$$

Выражения (XIII.7) и (XIII.12) используют для оценки по данным исследования скважин (по методу установившихся отборов) основной фильтрационной характеристики пласта — коэффициента проницаемости. Для этого коэффициент продуктивности K (для нефтяной скважины) или коэффициент фильтрационного сопротивления A (для газовой скважины) определяют по соответствующей индикаторной линии, другие необходимые параметры получают геофизическими и лабораторными методами.

Указанные выражения используют также для определения комплексных характеристик пластов, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей.

Ниже приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов.

1. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = k_{пр} h / \mu,$$

где $k_{пр}$ — проницаемость пласта в районе исследуемой скважины; h — работающая толщина пласта; μ — вязкость жидкости или газа. Размерность коэффициента $\text{м}^5/(\text{Н}\cdot\text{с})$. Коэффициент ε — наиболее емкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине.

2. Коэффициент проводимости

$$\alpha = k_{пр} / \mu.$$

Размерность коэффициента $m^4/(H \cdot c)$; он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

3. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = k_{пр} / \left[u (k_{п} \beta_{ж} + \beta_{с}) \right] = \alpha / \beta,$$

где $k_{п}$ — коэффициент пористости пласта; $\beta_{ж}$ и $\beta_{с}$ — коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды; $k_{п} \beta_{ж} + \beta_{с}$ — коэффициент упругости пласта β . Размерность коэффициента пьезопроводности m^2/c . Коэффициент характеризует скорость перераспределения давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Значения параметров пласта, необходимые для получения комплексных характеристик указанным путем, получают другими независимыми методами. Коэффициент проницаемости и комплексные характеристики пласта можно определить с помощью других гидрогазодинамических методов исследования скважин и пластов. Теоретические основы гидрогазодинамических методов, технические средства, методика проведения замеров и обработки полученных результатов излагаются в курсе "Разработка нефтяных и газовых месторождений".

Значения комплексных характеристик и проницаемости можно получить и путем определения входящих в них параметров геофизическими и лабораторными методами. Гидрогазодинамические методы имеют свои преимущества: они базируются на результатах непосредственного наблюдения движения жидкостей и газов в пласте, позволяют характеризовать пласты как вблизи исследуемых скважин, так и на значительном от них расстоянии, не затронутом при бурении. Вместе с тем геофизические и лабораторные методы дают возможность охарактеризовать пласт послойно.

Общая для залежи воронка депрессии $\Delta p_{зал}$, образующаяся при эксплуатации залежи большим количеством скважин, характеризуется перепадом давления между контуром питания залежи и зоной отбора:

$$\Delta p_{скв} = p_{пл.к} - p_{заб.д}, \quad (XIII.13)$$

где $p_{пл.к}$ — пластовое давление на контуре питания залежи; $p_{заб.д}$ — среднее забойное давление в действующих добывающих скважинах (давление в зоне отбора).

При естественном водонапорном режиме $p_{\text{пл.к}}$ принимается равным начальному пластовому давлению. При искусственном воздействии на пласт в качестве контура питания принимают расположение нагнетательных скважин. При расположении нагнетательных скважин рядами контуром области питания будут линии, соединяющие забои нагнетательных скважин. За $p_{\text{пл.к}}$ принимают среднее динамическое пластовое давление на этих линиях (пластовое давление в зоне нагнетания).

При естественном водонапорном режиме значение $\Delta p_{\text{зал}}$ можно изменить только путем изменения $p_{\text{заб.д}}$. Одно из преимуществ искусственного воздействия на пласт состоит в том, что в условиях его применения значение $\Delta p_{\text{зал}}$ можно изменить путем изменения как $p_{\text{пл.к}}$, так и $p_{\text{заб.д}}$.

Депрессия на забое скважины и перепад давления между контуром питания и зоной отбора находятся в прямой связи друг с другом и с дебитом скважины. Изменение одного из этих трех параметров влечет за собой изменение двух других в ту же сторону и на столько же процентов. Это можно показать на примере одной из добывающих скважин с коэффициентом продуктивности K' , равным $1 \text{ (т/сут)}/0,1 \text{ МПа}$, эксплуатирующейся в условиях законтурного заводнения.

В табл. 9 приведены показатели трех последовательно устанавливаемых режимов работы одной из добывающих скважин и залежи в целом.

Каждый режим характеризуется давлением на контуре питания $p_{\text{пл.к}'}$, текущим пластовым давлением в залежи $p_{\text{пл.тек}'}$, забойным давлением $p_{\text{заб.д}'}$, депрессией $\Delta p_{\text{скв.д}'}$, перепадом дав-

Таблица 9

Показатели режимов работы добывающей скважины

Показатель	Режимы				
	1. Исходный	2. С уменьшением $p_{\text{заб.д}}$		3. С увеличением $p_{\text{пл.к}}$	
	Абсолютное значение	Абсолютное значение	% от исходного	Абсолютное значение	% от исходного
$p_{\text{пл.к}'}$ МПа	10,0	10,0	10,0	10,5	+5,0
$p_{\text{пл.тек}'}$ МПа	9,5	9,25	-2,7	9,75	+2,6
$p_{\text{заб.д}'}$ МПа	9,0	8,5	-6,0	9,0	9,0
$\Delta p_{\text{скв.д}'}$ МПа	0,5	0,75	+50,0	0,75	+50,0
$\Delta p_{\text{зал}'}$ МПа	1,0	1,5	+50,0	1,5	+50,0
q , т/сут	5,0	7,5	+50,0	7,5	+50,0

ления между зонами нагнетания и отбора $\Delta p_{\text{зал}}$, а также дебитом скважины q .

Второй режим отличается от первого (исходного) тем, что при постоянном давлении на контуре питания давление на забое добывающей скважины уменьшено на 0,5 МПа (примерно на 6%). При этом перепад давления между контуром питания и зоной отбора увеличился на 50%, депрессия на забое скважины и ее дебит тоже увеличились на 50%. Зная депрессию на забое скважины и забойное давление, находим среднее текущее пластовое давление залежи. Оно снизилось на 2,7%. Распределение давления в пласте при первом и втором режимах показано на рис. 88.

Третий режим отличается от первого тем, что при постоянном давлении на забое скважины давление на контуре питания повышено на 0,5 МПа (на 5%). В результате этого перепад давления между контуром питания и забойным давлением возрос на 50%. Соответственно увеличились дебит скважины и депрессия на ее забое. Текущее пластовое давление, определяемое как и при втором режиме, возросло на 2,6%.

Приведенный пример, иллюстрируя прямую связь между $\Delta p_{\text{скв.д}}$, $\Delta p_{\text{зал}}$ и q , вместе с тем показывает характер изменения текущего пластового давления залежи. Уменьшение забойного давления в добывающих скважинах приводит к падению текущего пластового давления. Повышение давления на линии нагнетания обеспечивает рост текущего пластового давления

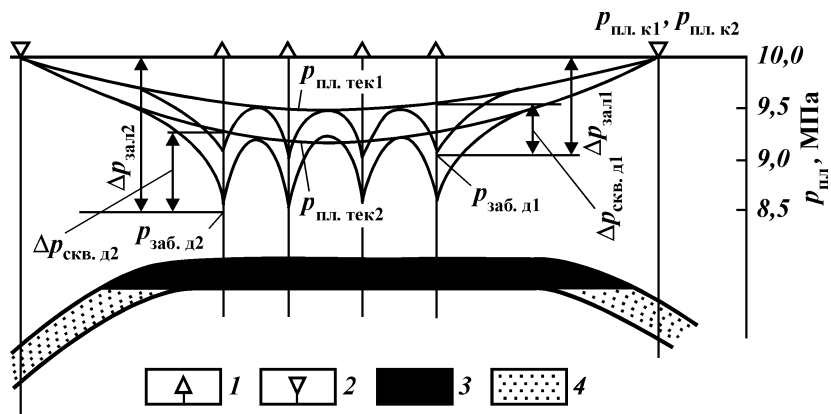


Рис. 88. Изменение $\Delta p_{\text{зал}}$, $\Delta p_{\text{скв.д}}$ и $p_{\text{пл.тек}}$ при снижении $p_{\text{заб}}$. Скважины: 1 – добывающие, 2 – нагнетательные; 3 – залежь нефти; 4 – законтурная область

в залежи. И в том и в другом случае изменение текущего пластового давления происходит в значительно меньшей степени, чем изменение забойного давления или давления на контуре питания залежи.

Аналогично увеличение забойного давления в добывающих скважинах приводит к уменьшению $\Delta p_{\text{скв.д}}$ и $\Delta p_{\text{зал}}$ и, следовательно, к уменьшению дебитов скважин и общей добычи нефти из залежи. При этом текущее пластовое давление повышается, но на меньшую величину, чем $p_{\text{заб}}$.

При уплотнении сетки скважин и эксплуатации ранее пробуренных и новых скважин при тех же забойном давлении и давлении на контуре питания, что и до уплотнения, средний дебит на одну скважину снижается. Это связано со снижением $p_{\text{пл.тек}}$ и соответствующим уменьшением $\Delta p_{\text{скв.д}}$. В результате прирост добычи оказывается значительно меньшим по сравнению со степенью увеличения количества скважин. Здесь проявляется усиление взаимодействия (интерференции) скважин при увеличении плотности их бурения. Снижение среднего дебита скважин можно предотвратить или уменьшить, если при уплотнении сетки скважин повысить давление на контуре питания залежи путем нагнетания воды в пласт при повышенном давлении на устьях скважин. Уменьшить взаимодействие добывающих скважин можно также путем приближения нагнетательных скважин к добывающим, сокращения ширины полос между рядами нагнетательных скважин.

Показанный характер взаимосвязи $p_{\text{пл.к}}, p_{\text{пл.тек}}, p_{\text{заб.д}}, \Delta p_{\text{скв.д}}, \Delta p_{\text{зал}}, q$, плотности сетки и системы размещения скважин учитывается при выборе технологических мероприятий и определении технико-экономических показателей проектируемой системы разработки, а также при обосновании способов регулирования процесса разработки.

§ 4. ПОЛУЧЕНИЕ ДАННЫХ О ПЛАСТОВОМ И ЗАБОЙНОМ ДАВЛЕНИИ

Контроль за состоянием пластового и забойного давления предусматривает определение начального (статического) пластового давления, наблюдение за изменением текущего (динамического) пластового давления по эксплуатационному объекту в целом и в различных его частях, наблюдение за состоянием забойного давления в скважинах при их работе на установленном технологическом режиме.

Организация контроля за давлением включает обоснование периодичности и количества замеров, проведение замеров в скважинах в соответствии с намеченным графиком, обобщение полученных данных.

Периодичность замеров пластового давления в скважинах устанавливают в соответствии с принятой периодичностью составления карт изобар.

Начальное и текущее пластовое давление определяют в нефтяных, газовых, нагнетательных и пьезометрических скважинах, расположенных в водоносной части пласта — вблизи залежи и на некотором удалении от нее, в скважинах, оказавшихся за текущим внешним контуром нефтеносности и в действующих скважинах. Как правило, весь фонд скважин не может быть в короткий срок охвачен исследованием. Кроме того, некоторые скважины обычно не могут быть исследованы по техническим причинам. Поэтому из числа пробуренных скважин, действующих и простаивающих, выбирают опорную сеть скважин, пригодных для исследования и достаточно равномерно освещающих все зоны залежи, различающиеся по геолого-физической характеристике, а также по их месту в реализуемой системе разработки.

При опережающей разработке нефтяной части газонефтяной залежи в опорную сеть должны входить скважины, вскрывшие газовую шапку. Аналогично при опережающей разработке газовой части нефтегазовой залежи давление необходимо измерять и в нефтяной части залежи.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта в опорную сеть следует включать максимально возможное количество скважин, в которых вскрыт лишь один из пластов, для дифференцированного изучения давления в пластах.

Забойное давление следует измерять во всех действующих скважинах — добывающих и нагнетательных — после любого значительного намеренного или самопроизвольного изменения их дебита или приемистости, а также периодически при постоянном дебите.

Способ замера пластового давления выбирают в зависимости от характера насыщения пласта (нефть, газ, вода), назначения скважины, способа ее эксплуатации, технического состояния и др. Добывающие нефтяные скважины — фонтанные и газлифтные, простаивающие обводненные и нагнетательные — исследуют, измеряя давление прямым способом, т.е. путем спуска глубинного манометра к середине толщины пласта. В скважинах, где глубина спуска прибора ограничена техническими причинами, замер $p_{\text{зам}}$ выполняют на меньшей,

но максимально возможной глубине, ниже которой плотность нефти по стволу скважины постоянна. Это условие обеспечивается, если давление в точке замера превышает давление насыщения. Истинное значение пластового давления в таких скважинах определяют по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{зам}} + (H - H_{\text{зам}}) \rho_{\text{ж}} / 102, \quad (\text{XIII.14})$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — средняя плотность жидкости в интервале между глубиной замера $H_{\text{зам}}$ и глубиной середины пласта H .

В пьезометрических скважинах пластовое давление можно измерить глубинным манометром, а также установить путем замера уровня воды или, если скважина переливает, устьевого давления и расчета соответственно по формулам (VII.5) и (VII.6).

В механизированных нефтяных скважинах пластовое давление измеряют малогабаритными манометрами, спускаемыми в межтрубное пространство на максимально достигаемую глубину, с последующим определением истинного давления по (XIII.14).

Остановки скважин для исследования пластового давления могут приводить к существенным потерям текущей добычи нефти. Чтобы избежать этого, часть данных о пластовом давлении можно получать косвенно — по данным измерения в скважинах забойного давления при нескольких (не менее трех) установившихся режимах работы — путем построения зависимости дебит — забойное давление и экстраполяции ее до оси давления. Пользуясь этим методом, можно давать и дифференцированную оценку текущего давления в пластах многопластового объекта разработки. Для этого при исследовании объекта в целом на нескольких установившихся режимах отбора (замер дебита и забойного давления) измеряют дебит каждого из пластов в отдельности с помощью глубинного дебитомера. По полученным данным строят названные зависимости для объекта в целом и для каждого его пласта в отдельности. Экстраполяция их до оси ординат позволяет установить значения текущих пластовых давлений.

Сказанное можно проиллюстрировать примером исследования нефтяной скважины, одновременно эксплуатирующей три пласта, на четырех установившихся режимах (табл. 10).

Построенные по данным табл. 10 зависимости $q - p_{\text{заб.д}}$ с их экстраполяцией до оси ординат показаны на рис. 89, из которого следует, что текущее пластовое давление в среднем по объекту в целом равно 18,6 МПа, по пласту I — 18,5, по пласту II — 18,3, по пласту III — 18,8 МПа.

Таблица 10

Результаты исследований добывающей нефтяной скважины

Номер режима	$p_{\text{заб'}}$, МПа	q , т/сут			
		суммарный по скважине	пласта I	пласта II	пласта III
1	17,50	191	61,2	43	86,8
2	17,66	162	51	35	76
3	17,91	115	35	21	59
4	18,17	69	19	7	43

В газовых скважинах без конденсата и без воды на забое пластовое давление можно определить по данным об устьевом давлении и плотности газа по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{y}} \left(1 + 0,0000361 \rho_{\text{r}} H \right) \quad (\text{XIII.15})$$

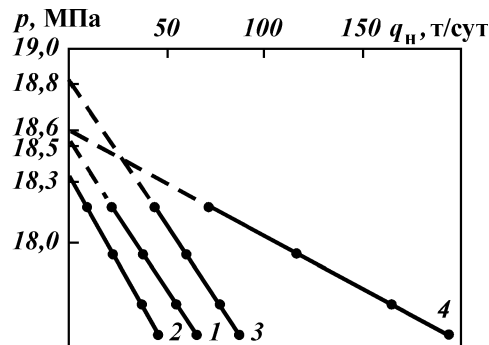
или по барометрической формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{y}} e^{0,03415 \left(\rho_{\text{r}} H / Z_{\text{cp}} T_{\text{cp}} \right)}, \quad (\text{XIII.16})$$

где p_{y} — давление на устье скважины; ρ_{r} — относительная плотность газа по воздуху; H — глубина залегания середины пласта; T_{cp} — средняя температура; Z_{cp} — средний коэффициент сверхсжимаемости газа при средних давлении и температуре.

Значение забойного давления может быть получено только при установившемся режиме работы скважины. В нефтяных скважинах его можно определить несколькими способами в зависимости от назначения и оборудования скважины. В нагнетательных, фонтанирующих, газлифтных, а также в механизированных скважинах, оборудованных для спуска глубин-

Рис. 89. Индикаторные диаграммы нефтяных пластов I (1), II (2), III (3) и эксплуатационного объекта в целом (4): q_{n} — дебиты скважин по нефти; p — давление



ных приборов в затрубное пространство, его измеряют так же, как и пластовое, — прямым способом при спуске манометра к середине пласта. В скважинах, в которых спуск глубинного манометра на нужную глубину встречает трудности, замер производят на максимально возможной глубине с последующим пересчетом полученного значения на нужную глубину.

В нагнетательных и фонтанирующих скважинах забойное давление определяют также расчетным путем по значению устьевого давления. При этом следует учитывать, что пересчет устьевого давления (буферного давления $p_{буф}$) в насосно-компрессорных трубах может приводить к существенным погрешностям из-за неточности поправок на потери на трение при подъеме жидкости. Предпочтительнее пользоваться устьевым давлением в межтрубном пространстве (затрубное давление $p_{затр}$), не подверженном влиянию движения жидкости. Использование $p_{затр}$ для расчета возможно при идентичности жидкости и газа в насосно-компрессорных трубах и межтрубном пространстве.

В механизированных скважинах, не приспособленных для спуска глубинных приборов, значения забойного давления определяют по глубине динамического уровня в межтрубном пространстве. При добыче безводной нефти и превышении давления на приеме насоса над давлением насыщения нефти газом применяют расчетную формулу

$$p_{заб} = (H - h_{дин}) (\rho_n / 102) p_r, \quad (\text{XIII.17})$$

где H — глубина скважины до середины пласта; $h_{дин}$ — глубина динамического уровня; ρ_n — плотность пластовой нефти; p_r — давление столба газа на динамическом уровне в межтрубном пространстве, определяемое из устьевого давления по (XIII.16).

При обводненной нефти и превышении давления насыщения над давлением на приеме насоса расчеты усложняются.

Для газовых скважин давление рассчитывают по формуле (XIII.16), в которой вместо p_y используют $p_{затр}$ при работе скважины по насосно-компрессорным трубам.

В водонагнетательных скважинах забойное давление можно определять исходя из значения давления на устье в межтрубном пространстве $p_{затр}$:

$$p_{заб} = p_{затр} + H\rho_v/102, \quad (\text{XIII.18})$$

где ρ_v — среднее арифметическое значение плотности закачиваемой воды на устье ($\rho_{в.у}$) и на забое ($\rho_{в.з}$) скважины.

Для измерения забойного и пластового давления в скважинах применяют глубинные манометры, спускаемые на проволоке и обеспечивающие местную регистрацию давления (непосредственно в камере прибора) на специальном бланке, — геликсные манометры типов МГГ-63/250, МГН-2 и другие, пружинно-поршневые манометры типа МГП-1 и др. Широко применяют также дистанционные комплексные приборы типа "Поток-5", спускаемые в скважину на кабеле и позволяющие наряду с регистрацией давления фиксировать дебит, содержание воды в продукции и некоторые другие важные показатели работы скважины.

В случаях, когда необходимо получить достаточно точную кривую изменения давления на забое скважины (после ее останова или в результате изменения режима работы этой или других скважин), применяют пневматические манометры типов ДГМ-4М и ДГМ-5 — дифференциальные.

Для измерения забойного и пластового давления механизированных скважин, оборудованных для спуска приборов в межтрубное пространство, используют малогабаритные пружинно-поршневые манометры типа МПМ-4 и пневматического типа МДГМ. В таких скважинах замеры можно выполнять также геликсным манометром МГН-2У, укрепляемым на насосно-компрессорных трубах под насосами и спускаемым в обсадную колонну. Глубинные манометры разных типов обладают неодинаковыми точностью, надежностью в эксплуатации, чувствительностью к температуре в скважинах, пределами измерения, масштабом записи. Поэтому тип манометра необходимо выбирать с учетом термодинамических условий месторождения и задач исследования.

Замеры статических и динамических уровней в водяных и нефонтанирующих нефтяных скважинах для определения пластового или забойного давления могут быть выполнены с помощью пьезографов и эхолотов различных конструкций.

Давление на устье добывающих газовых, фонтанных нефтяных и водонагнетательных скважин измеряют поверхностными (устьевыми) манометрами.

§ 5. КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ

В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с применением методов воздействия на пласт (заводнение с использованием холодной воды, теплофизичес-

кие, термохимические методы) происходит изменение теплового режима продуктивных пластов. Это изменение ощутимо влияет на свойства пластовых жидкостей и, следовательно, на условия разработки эксплуатационных объектов. Поэтому необходима постановка систематического контроля за отклонениями пластовой температуры в интервалах продуктивной части разреза скважин от природных геотерм. Температурные замеры в скважинах используются также для изучения работы фонда скважин.

В условиях применения внутриконтурного заводнения нагнетание больших масс холодной воды вызывает некоторое снижение температуры продуктивных пластов в районе нагнетательных и прилегающих добывающих скважин. На некоторых залежах это становится причиной ухудшения условий извлечения нефти из недр. Это особенно характерно для разработки залежей с высоким содержанием парафина в нефти и с температурой начала кристаллизации парафина, близкой к природной пластовой. Снижение температуры в пласте в этих условиях может вызывать выпадение в породах породы части парафина в виде твердого вещества и образование нефтепарафиновой смеси с пониженной подвижностью в пластовых условиях. Типичным примером месторождений такого типа служит месторождение Узень. Правильная постановка температурных исследований на таких месторождениях позволяет проверять точность теоретического описания скорости и закономерностей изменения теплового режима, масштабов явления, оценивать его влияние на нефтеотдачу и на основе этого намечать или корректировать ранее намеченные мероприятия по управлению процессом разработки.

При разработке нефтяных залежей с заводнением комплекс температурных исследований предусматривает:

- контроль за температурой нагнетаемой в пласты породы;
- наблюдение за изменением геотермических условий продуктивных горизонтов;
- выделение работающих пластов в скважинах;
- контроль за техническим состоянием нагнетательных и добывающих скважин.

Замеры температуры нагнетаемой воды на поверхности имеют большое значение, поскольку после начала ее закачки происходит выравнивание температуры по всему стволу нагнетательной скважины. Таким образом, замеры на поверхности обеспечивают контроль за изменением температуры воды, поступающей в пласты. Температура используемой для

нагнетания в пласт воды из поверхностных источников подвержена сезонным изменениям (рис. 90). Так, в зависимости от сезона температура морской воды, закачиваемой в пласты месторождения Узень, в течение рассмотренного года изменялась от 6 до 28 °С. Температура основных продуктивных пластов месторождения 60–70 °С. Следовательно, в холодные сезоны года температура нагнетаемой воды была ниже начальной пластовой на 30–60 °С.

Для наблюдения за изменением геотермических условий продуктивных пластов с определенной периодичностью проводят температурные измерения в сети продолжительно простаивающих скважин – специально пробуренных контрольных и оценочных, простаивающих после бурения, а также в зумпфах временно остановленных скважин. Наиболее надежные данные получают в неперфорированных скважинах. Технология исследований и методика интерпретации получаемых данных такие же, что и при изучении естественного теплового фона (см. главу VII).

Подход к скважине фронта аномальных температур отмечается отклонением текущей термограммы от начальной геотермы. Разница в значениях температур по геотерме и текущей термограмме отражает изменение пластовой температуры. На рис. 91 приведены результаты исследования текущей

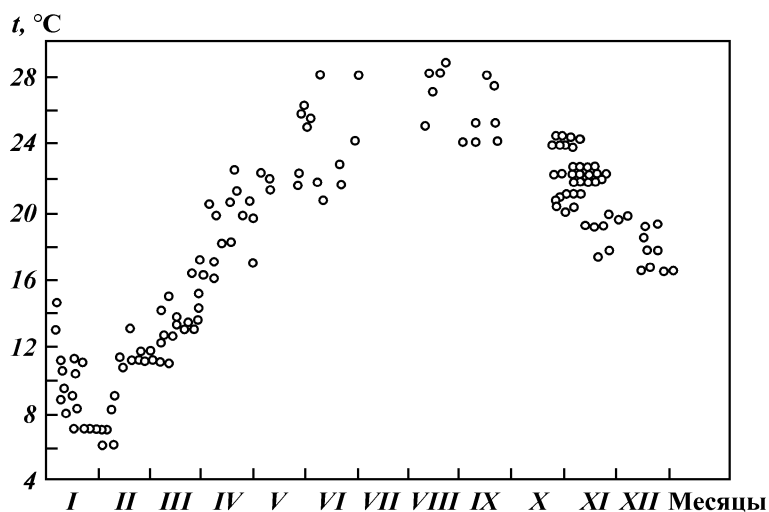


Рис. 90. Температура t морской воды, нагнетаемой в пласты месторождения Узень, в разное время года (по данным НГДУ "Узенефть")

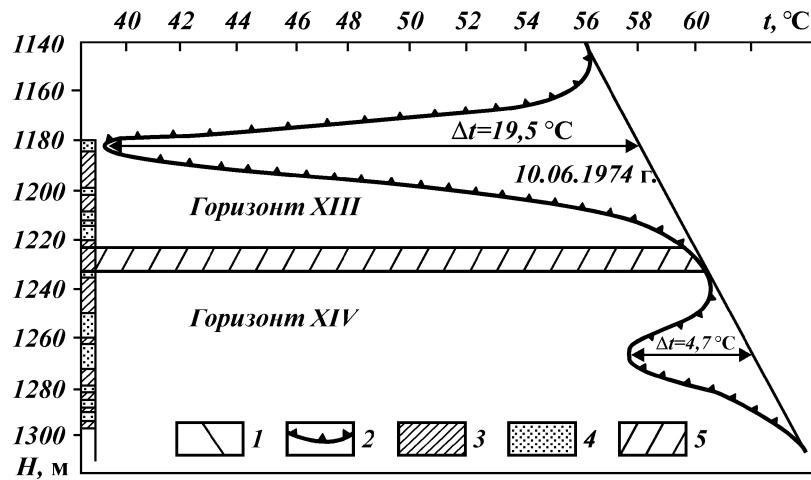


Рис. 91. Изменение температуры продуктивных горизонтов в наблюдательной скв. 515 месторождения Узень от закачки холодной воды (по данным ВНИИнефти):

1 — геотерма; 2 — текущая термограмма; породы: 3 — непроницаемые, 4 — проницаемые; 5 — непроницаемый раздел между горизонтами; H — глубина; t — температура

температуры в одной из контрольных скважин месторождения Узень. На дату исследования в точках наибольшего влияния закачки холодной воды температура в горизонте XIII снизилась на $19,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, в горизонте XIV на $4,7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Скорость и масштабы развития температурных аномалий зависят от скорости фильтрации жидкости и продолжительности нагнетания воды. Наибольшее снижение температуры обычно присуще наиболее проницаемой части пласта, по которой происходит опережающее перемещение воды.

Важно учитывать, что скорость формирования и перемещения фронта аномальных температур (в рассматриваемом случае — фронта охлаждения) отстает от скорости перемещения фронта вытеснения, поскольку первые порции воды прогреваются до температуры пласта. Благодаря этому в высокопроницаемых прослоях, по которым происходит ускоренное продвижение воды, охлаждение пород может ухудшать условия вытеснения нефти, но их охлаждение может сопровождаться некоторым снижением температуры в соседних по разрезу менее проницаемых прослоях и пластах, в которых скорость перемещения фронта вытеснения намного меньше. Это может приводить к повышению вязкости

нефти в них и к ухудшению условий вытеснения нефти. Выявление таких частей продуктивного разреза имеет большое значение для оценки возможных потерь нефти в условиях закачки холодной воды для принятия решения о целесообразности нагнетания в пласты горячей воды (см. § 4 главы IX).

Снижение пластовой температуры в результате перемещения по пласту нагнетаемой воды в добывающей скважине можно установить следующим образом. В период работы скважины безводной нефтью температура потока жидкости в стволе против нижнего работающего интервала имеет аномальное значение по сравнению с природной за счет дроссельного эффекта. В стволе скважины температура снижается постепенно в направлении от забоя к устью в связи с потерями тепла в окружающую скважину среду. С началом поступления в скважину воды (первые порции ее имеют пластовую температуру) происходит увеличение забойного давления и соответствующее уменьшение дебита скважины. При этом снижается скорость подъема жидкости в скважине и соответственно возрастают потери тепла; снижение температуры по стволу скважины происходит несколько интенсивнее. Подход к скважине по наиболее быстро вырабатываемым прослоям фронта охлаждения приводит к весьма значительному снижению температуры жидкости в скважине выше места поступления воды. Это место фиксируется резким сдвигом температурной кривой в сторону меньших значений температуры. При обводнении нижней части эксплуатационного объекта исчезает влияние на изменение температуры дроссельного эффекта.

Получаемые в результате температурных исследований скважин данные обобщают в виде таблиц, карт, профилей, отражающих распределение температуры в пределах эксплуатационного объекта.

Контроль за изменением теплового режима залежей при других методах воздействия на пласты, вызывающих изменения их температуры, проводится аналогичным образом.

Термометрические исследования нагнетательных скважин (преимущественно остановленных) дают возможность достаточно надежно выделять в них пласты, принимающие воду. Поскольку такие пласты тесно коррелируются с работающими в добывающих скважинах, эти исследования дают ценную информацию для оценки охвата пластов процессом заводнения. Метод термометрии имеет определенные преимущества перед методом потокометрии, применяемым для ре-

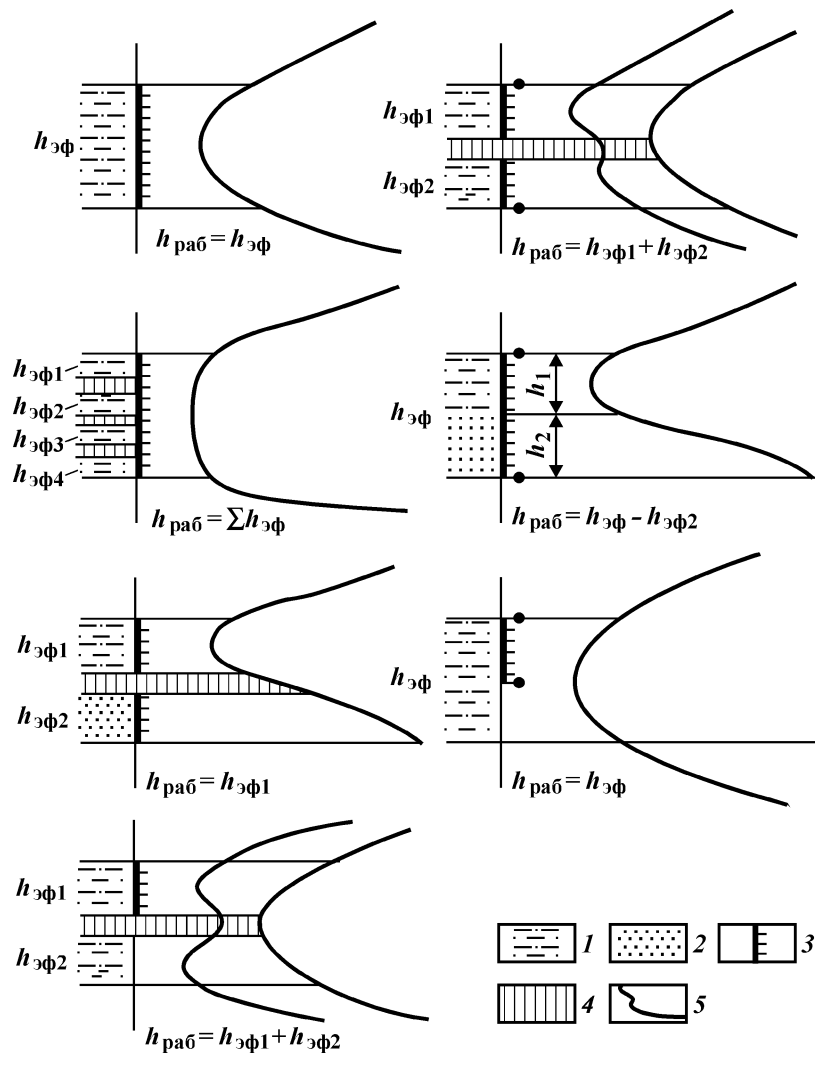


Рис. 92. Примеры выделения пластов, принимающих воду, по термограммам остановленных нагнетательных скважин (по данным ВНИИнефти). Эффективная толщина $h_{эф}$; 1 — принимающая воду ($h_{раб}$), 2 — не принимающая воду; 3 — интервал перфорации; 4 — непроницаемые прослои; 5 — термограмма

шения этой же задачи. Он дает возможность выделять истинно заводняемые интервалы продуктивных пластов, в то время как потокометрия выделяет интервалы перфорации, принимающие воду, среди которых могут быть и те, куда вода поступает в связи с сообщаемостью этих интервалов с истинно поглощающими пластами в результате нарушенности цементного камня за колонной. В.Л. Лутков, внесший большой вклад в развитие термометрических методов контроля за разработкой, рекомендует в качестве интервалов, принимающих воду, выделять на термограмме остановленной нагнетательной скважины интервалы с отрицательными температурными аномалиями. Характерные примеры такого выделения приведены на рис. 92. При проведении границ принимающих интервалов учитывается тот факт, что отрицательные аномалии распространяются вверх и вниз по стволу скважины под действием теплопроводности жидкости и металла, а также вследствие охлаждения пород, подстилающих и перекрывающих продуктивные пласты.

Периодическое снятие температурных кривых в водонагнетательных скважинах при остановках и сравнительный их анализ позволяют выявлять изменения режима работы пластов, случаи выключения ранее действовавших пластов из работы и др.

Изучение температурных условий в скважинах дает возможность определять и их техническое состояние. Так, по данным термометрии можно выявить один из наиболее опасных для процесса разработки дефектов скважины — низкое качество цементирования, приводящее к перетокам жидкостей по затрубному пространству в неперфорированные пласты — продуктивные или водоносные. Перетоки воды в нагнетательной скважине в пласты, не вскрытые перфорацией, фиксируются распространением отрицательной температурной аномалии за пределы поглощающего перфорированного пласта.

В добывающих скважинах методом термометрии могут быть выявлены место притока верхней воды через нарушение колонны, поступление воды по заколонному пространству из нижнего неперфорированного пласта и др. Термометрические исследования целесообразно комплексировать с изучением химического состава вод, получаемых из скважин.

Глава XIV

КОНТРОЛЬ ОХВАТА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПРОЦЕССОМ ВЫТЕСНЕНИЯ

§ 1. КОЭФФИЦИЕНТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ И ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЕ

При разработке залежей УВ одна из главных задач — возможно более полное вовлечение объема залежи в процесс дренирования, поэтому большое значение имеет контроль этого процесса. Степень вовлечения объекта в разработку характеризуется коэффициентом охвата залежи разработкой $k_{\text{охв.р}}$, представляющим собой отношение части эффективного объема объекта $V_{\text{охв.р}}$, включенной в процесс дренирования под воздействием всех видов энергии, которыми она располагает, к общему эффективному объему залежи (объекта) $V_{\text{общ}}$:

$$k_{\text{охв.р}} = V_{\text{охв.р}}/V_{\text{общ}} \quad (\text{XIV.1})$$

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, которая осуществляется в условиях природных режимов, при незначительной макронеоднородности горизонта из-за большой подвижности пластового газа $k_{\text{охв.р}}$ приближается к единице.

Разработка нефтяных эксплуатационных объектов, особенно при больших площадях нефтеносности и вследствие повышенной вязкости нефти, характеризуется слабой гидродинамической связью между отдельными их частями. В результате изменение давления в одной точке объекта может не оказывать видимого влияния на другие его точки. В связи с этим значение $k_{\text{охв.р}}$ чаще намного меньше единицы.

Как уже отмечалось, нефтяные месторождения разрабатывают в основном с искусственным воздействием на пласт.

При этом важное значение приобретает оценка степени охвата продуктивного объема процессом вытеснения нефти водой. Охваченными процессом вытеснения считают те части эксплуатационного объекта, где в результате поступления в пласты нагнетаемой воды не происходит снижения пластового давления, благодаря чему скважины эксплуатируются с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивной характеристике перфорированных пластов.

Коэффициент охвата вытеснением $k_{\text{охв.выт}}$ представляет собой отношение части эффективного объема залежи (эксплуатационного объекта) $V_{\text{охв.выт}}$, участвующей в дренировании под воздействием вытесняющего агента, к общему эффективному объему залежи (объекта) $V_{\text{общ}}$:

$$k_{\text{охв.выт}} = V_{\text{охв.выт}} / V_{\text{общ}} \quad (\text{XIV.2})$$

Коэффициент охвата вытеснением входит в формулу (VII.7), используемую для прогноза коэффициента нефтеизвлечения. Его значение во многом определяет конечную нефтеотдачу.

Стремление к достижению возможно большего значения этого коэффициента играет решающую роль при выборе системы разработки для новой залежи и является основной целью управления протекающими в пластах процессами на протяжении всего периода разработки.

При изучении степени охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения различают коэффициент охвата по толщине и коэффициент охвата по площади. **Коэффициент охвата вытеснением по толщине** $k_{\text{охв.выт } h}$ определяют как отношение нефтенасыщенной толщины, подвергающейся воздействию, к суммарной эффективной нефтенасыщенной толщине объекта. В нагнетательных скважинах подвергающимся воздействию считают те пласты и прослои, в которые поступает нагнетаемая вода, а в добывающих скважинах — пласты и прослои, активно отдающие нефть в условиях стабильного или даже возрастающего пластового давления.

Коэффициент охвата вытеснением по площади $k_{\text{охв.выт } s}$ определяют для каждого пласта эксплуатационного объекта в отдельности. Численно он принимается равным отношению площади, охваченной процессом вытеснения, к общей площади распространения пласта-коллектора в пределах залежи.

Величины $k_{\text{охв.выт } h}$, $k_{\text{охв.выт } s}$ и $k_{\text{охв.выт}}$ зависят в первую очередь от геологической характеристики эксплуатационного объекта. Большое влияние оказывают также степень соответствия принятой системы разработки геологической характеристике объекта и уровень ее реализации.

Рассмотрим особенности охвата процессом вытеснения для случая, когда эксплуатационный объект представлен монолитным пластом. При нагнетании в такой пласт воды $k_{\text{охв.выт } h}$ можно считать равным единице. На охват этого объекта процессом вытеснения по площади в первую очередь влияют фильтрационные свойства пласта. При прочих равных условиях расстояние, на которое по горизонтали воздействует

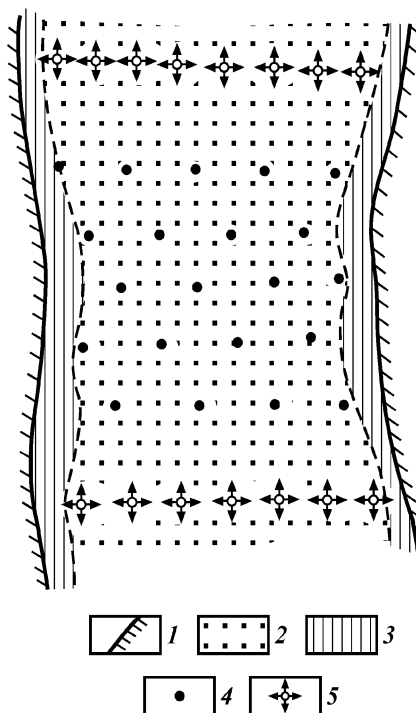
закачка воды, возрастает с увеличением проницаемости пласта и уменьшением вязкости нефти. Для характеристики фильтрационной способности пласта используют отношение этих параметров $k_{пр}/\mu_n$, называемое подвижностью нефти в пластовых условиях или проводимостью пласта. Как показывает опыт разработки, при пониженной подвижности нефти ($k_{пр}/\mu_n < 0,1 \text{ м}^4(\text{Н}\cdot\text{с})$) влияние от разрезающего ряда нагнетательных скважин распространяется не далее 1–1,5 км в каждую сторону от него. Поэтому в таких условиях принимают, что ширина полос между разрезающими рядами не более 2–3 км. При высокой подвижности нефти ($k_{пр}/\mu_n \geq 0,1 \text{ м}^4(\text{Н}\cdot\text{с})$) влияние нагнетания воды распространяется на большее расстояние, поэтому ширину полос между линиями разрезания можно принимать большей – до 4–5 км. Выбор оптимальной ширины полосы между разрезающими рядами (определение возможности применения законтурного заводнения, выбор расстояния между очагами заводнения и т.д.), соответствующей фильтрационной характеристике пласта, обеспечивает охват залежи воздействием по всей ее площади. Завышение ширины полос при разрезании залежей или применение законтурного заводнения при большой ширине залежи приводит к тому, что внутренняя, удаленная от нагнетательных скважин часть площади не испытывает воздействия.

Большое влияние на степень охвата пласта вытеснением по площади оказывает его микро- и макронеоднородность. Наличие локальных участков отсутствия коллекторов, участков с низкой проницаемостью, дизъюнктивных нарушений приводит к низкой приемистости или ее отсутствию в части нагнетательных скважин, отсутствию взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами и в результате ограничивает распространение влияния закачки на отдельные части площади.

Значение коэффициента охвата воздействием зонально-неоднородного пласта зависит от расположения нагнетательных и добывающих скважин. Их расположение без учета характера неоднородности увеличивает количество и размеры участков, не испытывающих влияния закачки. Кроме того, вне процесса вытеснения оказываются локальные участки вдоль границ распространения коллекторов, за добывающими скважинами, хотя на них распространяется влияние закачки (рис. 93). На этапах проектирования разработки учесть при размещении проектных скважин неоднородность во всех ее деталях не удается, так как она бывает изучена еще не в полной мере. Сокращение размеров не охваченных вытесне-

Рис. 93. Охват процессом вытеснения прерывистого продуктивного пласта:

1 — границы распространения коллекторов; зоны пласта: 2 — охваченная процессом вытеснения, 3 — не охваченные процессом вытеснения; скважины: 4 — добывающие, 5 — нагнетательные



нием зон залегания коллекторов возможно за счет бурения скважин резервного фонда.

Значение коэффициента охвата вытеснением по площади тесно связано также с соотношением объемов закачиваемой в пласт воды и отбираемой из него жидкости (в пластовых условиях). Если это соотношение меньше единицы, т.е. закачка меньше отбора, удаленные от нагнетательных скважин участки площади испытывают недостаточное воздействие или не испытывают его вовсе. Соответствие объема нагнетаемой воды объему добываемой из пласта жидкости является, таким образом, одной из важнейших предпосылок увеличения коэффициента охвата вытеснением.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта явления, рассмотренные для однопластового объекта, могут быть свойственны каждому из пластов в отдельности. При этом на разных участках объекта в плане могут совмещаться зоны пластов как с примерно одинаковой, так и с существенно различающейся характеристикой охвата вытес-

нением. Следует иметь в виду, что выполняемое из экономических соображений объединение неоднородных пластов для совместной их разработки объективно приводит к снижению в той или иной мере степени охвата каждого из них процессом вытеснения. Это обусловлено особенностями приемистости пластов в нагнетательных скважинах. Установлено, что при совместной перфорации в нагнетательных скважинах пластов с различной проницаемостью воду принимают пласты с повышенной проницаемостью, в то время как в менее проницаемые пласты и прослой вода не поступает.

На рис. 94 показана особенность охвата воздействием объекта разработки, состоящего из двух пластов. В скв. 1 воду принимает только нижний пласт β , который на этом участке более проницаем, чем пласт α , в результате в западной части объекта воздействием охвачена только его нижняя часть. В скв. 2 воду принимает лишь верхний (более проницаемый на этом участке) пласт α , следовательно, в восточной части объекта воздействием охвачена лишь его верхняя часть.

На Ромашкинском нефтяном месторождении в разрезе горизонта Δ_{11} , разрабатываемого в виде единого эксплуатационного объекта, выделяют семь пластов-коллекторов. В условиях прерывистого залегания по площади каждого из них, постепенного уменьшения числа нефтенасыщенных пластов к периферии залежи и наличия мест слияния пластов в разрезах скважин часто встречается два — четыре пласта. Анализ приемистости пластов при давлении нагнетания воды 12 МПа показал, что при наличии в разрезе нагнетательных скважин двух пластов они оба принимают воду только в 50 % скважин, а в остальных скважинах в один из пластов вода не поступает. В скважинах, в разрезе которых три изолированных пласта, в 50 % случаев воду принимает только один пласт, в 30 % случаев — два пласта и лишь в 20 % все три пласта.

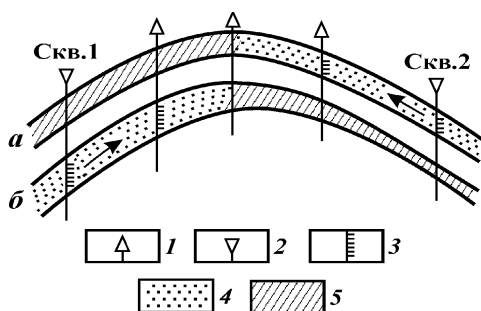


Рис. 94. Охват вытеснением объекта разработки, состоящего из пластов α и β .

Скважины: 1 — добывающие, 2 — нагнетательные; 3 — интервал перфорации; коллекторы: 4 — малопроницаемый, 5 — высокопроницаемый

Среди скважин, имеющих в разрезе четыре пласта, не выявлено таких, где все пласты принимают воду. Связано это с тем, что для освоения под закачку пластов с разной проницаемостью требуются разные репрессии – меньшие при высоких значениях проницаемости и большие при низких. При совместном освоении пластов с резко различающейся проницаемостью вода поступает только в те пласты, для которых применяемое давление нагнетания воды оказывается достаточным. Это обстоятельство необходимо учитывать при обосновании выделения эксплуатационных объектов на многопластовом месторождении, а также при обосновании и выполнении комплекса мероприятий по управлению процессом разработки, в том числе включению в работу возможно большей части нефтенасыщенной толщины объекта.

Методика оценки коэффициента охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения основана на использовании карт охвата пластов вытеснением, характеризующих размеры площади зон вытеснения. Для однопластового эксплуатационного объекта строят одну такую карту, для многопластового объекта их количество соответствует числу пластов в объекте. Указанные карты строят на основе карт распространения коллекторов. На них указывают местоположение нагнетательных и добывающих скважин, границы распространения коллекторов с разной продуктивностью (наиболее часто выделяют две группы коллекторов – с высокой и низкой продуктивностью), дизъюнктивные нарушения, границы зон вытеснения. По карте охвата находят $V_{\text{охв.выт}}$ и $V_{\text{общ}}$, которые определяют в соответствующих границах как произведение средней толщины пласта на величину площади.

По многопластовому объекту в целом коэффициент охвата вытеснением может быть определен как среднее взвешенное по толщине из значений этого коэффициента, полученных для отдельных пластов:

$$k_{\text{охв.выт}} = \sum_{i=1}^n k_{\text{охв.выт}_i} h_i / \sum_{i=1}^n h_i, \quad (\text{XIV.3})$$

где $k_{\text{охв.выт}_i}$ и h_i – соответственно коэффициент охвата вытеснением и нефтенасыщенная толщина i -го пласта объекта.

Различают прогнозный и фактический коэффициенты охвата вытеснением.

Прогнозный коэффициент охвата вытеснением обосновывают при подсчете запасов и проектировании разработки

месторождения для определения технологического коэффициента нефтеизвлечения.

Поскольку данных о неоднородности пластов, полученных по разведочным скважинам, бывает недостаточно, при составлении первого проектного документа значение $k_{\text{охв.выт}}$ можно принять равным $k_{\text{охв.выт}}$ идентичных пластов более изученных ближайших залежей его же горизонта.

При составлении второго проектного документа, когда имеются данные бурения скважин основного фонда, могут быть использованы карты распространения коллекторов, составленные непосредственно по изучаемым пластам. Границы зон воздействия при этом наносят на карты предположительно, исходя из особенностей макронеоднородности пластов.

Известно несколько способов выделения таких зон при прогнозе коэффициента охвата вытеснением.

Широко используется способ прогноза $k_{\text{охв.выт}}$, предложенный Ю.П. Борисовым, В.В. Воиновым, З.К. Рябининой. Способ основан на разделении всего нефтенасыщенного объема пласта на непрерывную часть $V_{\text{н}}$, полулинзы $V_{\text{пл}}$ и линзы $V_{\text{л}}$. На карте распространения коллекторов к непрерывной части пласта относят участки залегания коллекторов, имеющие не менее чем два выхода к контуру питания (нагнетания), т.е. получающие воздействие с противоположных сторон. К полулинзам относят участки коллекторов, прилегающие лишь к одной линии нагнетания, вследствие чего воздействие на них может осуществляться только с одной стороны. К линзам относят изолированные участки пласта-коллектора, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами и не выходящие на линии нагнетания.

При прогнозировании $k_{\text{охв.выт}}$ исходят из следующего допущения. Непрерывные части пласта, где вытеснение нефти водой происходит по встречным направлениям, будут охвачены этим процессом полностью. В полулинзах вытеснение происходит только в одном направлении со стороны нагнетательных скважин. При этом между последним рядом добывающих скважин и границей распространения коллекторов будут оставаться участки, не вовлекаемые в разработку, поэтому полулинзы окажутся охвачены вытеснением не полностью. В линзах вытеснение происходить не может, поэтому они остаются вне границ охвата вытеснением.

В соответствии с этим прогнозный коэффициент охвата воздействием определяется по формуле

$$k_{\text{охв.выт}} = (V_{\text{н}} + \alpha V_{\text{пл}}) / V_{\text{общ}}, \quad (\text{XIV.4})$$

где $V_{\text{общ}}$ — полный объем нефтенасыщенного пласта; α — коэффициент, определяемый исходя из длины полулинз в направлении, соответствующем общему направлению вытеснения.

На рис. 95, а показано определение $V_{\text{н}}$, $V_{\text{пл}}$ и $V_{\text{л}}$ на соответствующих участках прерывистого продуктивного пласта при законтурном (приконтурном) заводнении. Прогнозный коэффициент охвата в целом по этому пласту

$$k_{\text{охв.выт}} = [V_{\text{н}} + \alpha(V_{\text{пл1}} + V_{\text{пл2}} + V_{\text{пл3}})] / V_{\text{общ}} \quad (\text{XIV.5})$$

Важно подчеркнуть, что доли объемов $V_{\text{н}}$, $V_{\text{пл}}$, $V_{\text{л}}$ в общем

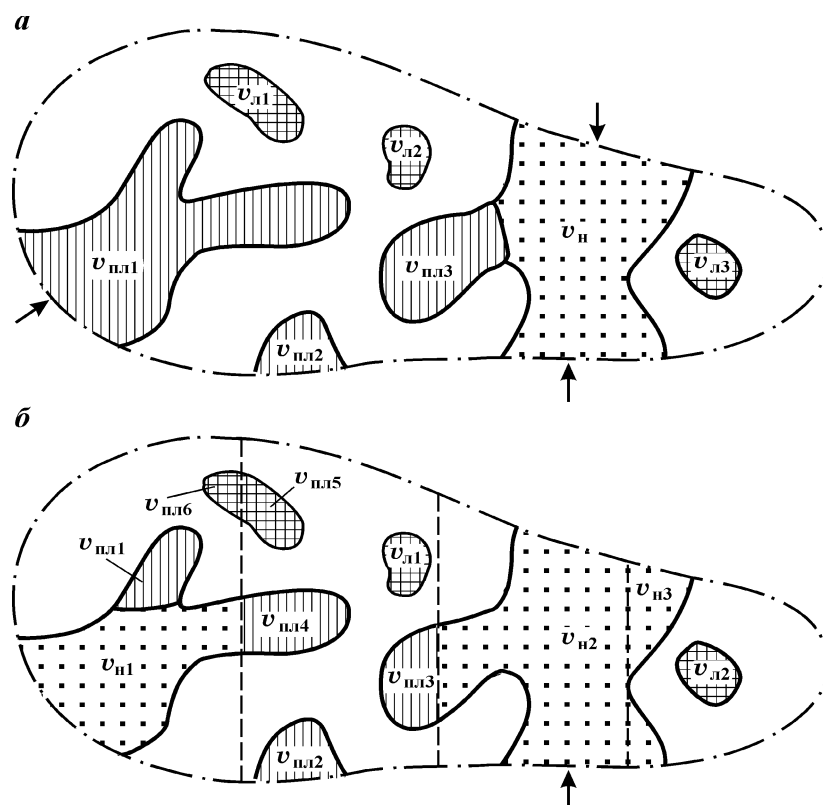


Рис. 95. Выделение объемов непрерывной части пласта $V_{\text{н}}$, полулинз $V_{\text{пл}}$ и линз $V_{\text{л}}$ для определения коэффициента охвата вытеснением: а — законтурное заводнение; б — внутриконтурное заводнение. Штрих-пунктирными линиями показано положение рядов нагнетательных скважин

объеме залежи во многом зависят от системы заводнения (или другого вида воздействия). На рис. 95, б показано $V_{н1}$, $V_{пл1}$, $V_{л1}$ для того же пласта, но в случае применения наряду с законтурным заводнением еще и разрезания тремя рядами нагнетательных скважин.

В результате разрезания существенно увеличилась площадь и соответственно объем непрерывной части пласта, к которому теперь стали относиться объемы $V_{н1}$ и $V_{н2}$, $V_{н3}$. Сократился объем полулинз, в котором остались небольшие участки $V_{пл1}$, $V_{пл2}$, $V_{пл3}$, $V_{пл4}$, $V_{пл5}$, $V_{пл6}$, уменьшился объем линз, поскольку в новых условиях линзы представлены лишь объемами $V_{л1}$ и $V_{л2}$ на соответствующих участках пласта.

Прогнозный $k_{охв.выт}$ при этом значительно повышается и составляет

$$k_{охв.выт} = \left[V_{н1} + V_{н2} + V_{н3} + \alpha (V_{пл1} + V_{пл2} + V_{пл3} + V_{пл4} + V_{пл5} + V_{пл6}) \right] / V_{общ.} \quad (XIV.6)$$

Из приведенного примера видно, что при прерывистом строении пласта, меняя положение и количество нагнетательных скважин, можно увеличивать охват залежи воздействием.

При залегании прерывистых пластов преимущественно в виде полос сложной конфигурации М.М. Саттаров и другие исследователи предлагают использовать иной способ определения $k_{охв.выт}$. Он основан на предпосылке, что при заводнении подобных пластов в процесс вытеснения не включаются в работу окраины полос коллекторов вдоль границ их распространения, имеющие в среднем ширину, равную половине расстояния между добывающими скважинами при принятой сетке их размещения (см. рис. 93).

При этом прогнозный коэффициент охвата пласта вытеснением определяется по формуле

$$k_{охв.выт} = 1 - L\sigma / 2F, \quad (XIV.7)$$

где L — общая длина границ распространения коллекторов изучаемого пласта в пределах залежи; σ — принятое расстояние между добывающими скважинами; F — площадь распространения коллекторов в пределах залежи; $L\sigma/2F$ — коэффициент потерь за счет неполного охвата пласта воздействием.

Применение этого способа определения прогнозного $k_{охв.выт}$ позволяет количественно оценивать влияние на его величину плотности сетки добывающих скважин.

В процессе разработки эксплуатационного объекта периодически (обычно на конец года) составляют карты фактического охвата процессом вытеснения каждого пласта эксплуатационного объекта и объекта в целом. Это делается для оценки эффективности принятой системы и процесса разработки — для выяснения соответствия фактического охвата проектному, выявления частей объекта, недостаточно участвующих в дренировании, а также для обоснования технологических мероприятий, направленных на активизацию их разработки.

Для построения карт фактического охвата вытеснением используют комплекс данных, характеризующих работу скважин и пластов в целом.

§ 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ ОДНОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА

Для однопластового объекта карту фактического охвата вытеснением обычно составляют, используя данные о соотношении объемов закачиваемой и отбираемой жидкости, о динамике пластового и забойного давления в скважинах, о закономерностях изменения дебита и обводненности скважин, промыслового газового фактора и др. В этом случае получаемые по скважинам данные характеризуют работу пласта в соответствующих точках и на соответствующих участках объекта по всей его толщине.

Изучение соотношения объемов закачки и отбора позволяет дать оценку охвата воздействием для отдельных участков залежи с практически повсеместно залегающим и сравнительно макрооднородным пластом. Для этого площадь залежи условно разбивают на участки, "обслуживаемые" той или иной группой нагнетательных скважин (или отдельными скважинами). Например, участки, расположенные по обе стороны от отрезков разрезающего ряда, участки вокруг очаговых скважин и т.п. Размеры и количество участков выбирают в зависимости от размещения нагнетательных скважин, их приемистости, дебитов эксплуатационных скважин с таким расчетом, чтобы показатели работы скважин в пределах каждого участка имели близкие характеристики, но различались по разным участкам.

По сумме скважин каждого из выделенных участков опре-

деляют текущие объемы отбора жидкости в пластовых условиях и закачиваемого агента. Участки, характеризующиеся компенсацией объема отбираемой жидкости объемом закачки, могут быть отнесены к хорошо охваченным воздействию. В пределах участков, где объем текущей закачки меньше объема отбора, можно ожидать наличия полей, не охваченных воздействием закачки. На участках, где закачка не производится, воздействие обычно отсутствует, хотя возможны случаи некоторого воздействия на них со стороны участков, на которых объемы закачки значительны.

Сравнительную оценку охвата участков пласта воздействием можно получить также, сопоставляя темпы добычи нефти из них, текущую и накопленную обеспеченность отбора закачкой агента в пласт.

Достаточно уверенно об охвате воздействием отдельных участков пласта и пласта в целом судят по данным динамики пластового давления. На участках объекта разработки, охваченных воздействием, пластовое давление в эксплуатационных скважинах в течение длительного времени остается стабильно повышенным при достаточно высоких темпах добычи нефти; на участках с недостаточным воздействием пластовое давление постепенно снижается; на участках, не охваченных воздействием, давление снижается весьма интенсивно даже при низких темпах добычи нефти. Анализ проводят, сопоставляя карты изобар на ряд последовательных дат. По картам изобар по резкому снижению пластового давления можно установить местоположение литологических или тектонических экранов, препятствующих распространению влияния от нагнетания воды.

О степени охвата отдельных участков процессом вытеснения можно судить и по показателям работы скважин. Так, о расположении скважин в зонах влияния закачки говорит их устойчивый дебит, соответствующий продуктивности пласта. Снижение дебита скважин или низкий дебит при высокой продуктивности скважин, наоборот, свидетельствуют о недостаточно интенсивном процессе вытеснения или о расположении скважин вне зоны охвата вытеснением. Рост промыслового газового фактора по группе скважин указывает на снижение на этом участке залежи пластового давления ниже давления насыщения, что может служить признаком расположения этого участка за пределами зоны, охваченной процессом вытеснения. Низкая приемистость нагнетательных скважин на некоторых участках пласта обычно служит показателем недостаточного охвата их воздействием.

Комплексный анализ всех наблюдений, характеризующих эксплуатацию скважин и участков пласта, позволяет нанести на карту распространения коллекторов границы зон, охваченных вытеснением, а в ряде случаев и дифференцировать эти зоны по степени активности процесса. При этом могут быть выделены три группы зон.

1. Зоны пласта с охватом активным процессом вытеснения. Это участки пласта на карте охвата вытеснением, в пределах которых благодаря выполнению закачкой достаточно высоких отборов нефти обеспечиваются высокое пластовое давление и активная работа всех скважин с устойчивыми дебитами, соответствующими продуктивности пласта.

2. Зоны, охваченные заводнением, но с недостаточно активным процессом вытеснения, соответствующие участкам пласта, которые в связи с ограниченными объемами нагнетания воды или с частичной экранированностью испытывают недостаточное воздействие, что приводит к снижению пластового давления и пониженным дебитам, не соответствующим продуктивности пласта.

3. Зоны, не охваченные процессом вытеснения нефти водой, т.е. участки пласта, в пределах которых влияние закачки воды практически не наблюдается и происходит (или уже произошло) редкое снижение пластового давления.

§ 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА

Как было показано, при разработке многопластового эксплуатационного объекта обеспечение достаточно полного охвата пластов процессом вытеснения представляет более сложную задачу, чем при разработке однопластового объекта.

Значительные трудности представляет и количественная оценка фактического охвата многопластового объекта процессом вытеснения. Как уже отмечалось, для этого необходимо определить $K_{\text{охв.выт}}$ для каждого пласта в отдельности и затем перейти к оценке этого показателя для объекта в целом. Однако показатели работ скважин в этих условиях отражают работу какой-то суммы пластов — всех пластов объекта или их части, обычно неизвестно какой. Следовательно, показатели работы скважины в целом в подавляющем боль-

шинстве не могут быть использованы для характеристики охвата разработкой отдельных пластов.

В связи с этим при изучении охвата вытеснением многопластового объекта необходимо использовать всевозможные наблюдения в возможно большем количестве скважин, относительно равномерно размещенных по площади объекта, которые при комплексном использовании позволяют получить дифференцированную оценку работы пластов.

В первую очередь необходимо организовать систематические наблюдения за работой тех нагнетательных и добывающих скважин, в которых вскрыт перфорацией только один из пластов (в связи с отсутствием в разрезе скважины других пластов-коллекторов, расположением скважины в зоне ВНК, где нижние пласты водоносны, и т.д., а также наличием специально подготовленных для контроля за работой отдельных пластов). Таких скважин бывает немного, но они дают наиболее надежную информацию и поэтому на протяжении всего периода разработки должны находиться в центре внимания промыслового геолога.

В скважинах, как нагнетательных, так и добывающих, в которых перфорацией вскрыты два пласта или более, должны проводиться глубинные исследования, главная цель которых — выявить работающие и бездействующие пласты и дать количественную оценку показателей эксплуатации каждого из работающих пластов. Поскольку охват залежи вытеснением обеспечивается за счет нагнетания воды, в первую очередь выявляются и оцениваются пласты, принимающие воду в нагнетательных скважинах, затем (или параллельно) ведут соответствующие исследования пластов в добывающих скважинах. Ниже дается краткая характеристика методов исследования скважин, с помощью которых решается эта задача.

Метод радиоактивных изотопов. Для выявления пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах, одним из первых стали использовать метод радиоактивных изотопов. В нагнетаемую воду добавляют радиоактивное вещество, часть которого адсорбируется на породе принимающих ее пластов. В результате на диаграммах гамма-каротажа, снятых после закачки изотопов, эти пласты выделяются резкими радиоактивными аномалиями. Сравнивая диаграммы гамма-каротажа, снятые до и после закачки изотопов, можно с большой степенью надежности выделять такие пласты.

На рис. 96 приведены результаты исследования методом изотопов одной из нагнетательных скважин Ромашкинского

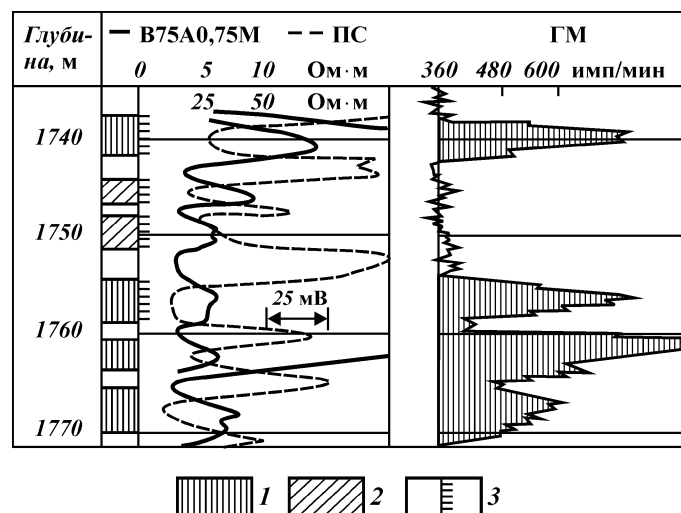


Рис. 96. Результаты исследования нагнетательной скважины радиоактивными изотопами.
Пласты: 1 – работающие, 2 – неработающие; 3 – интервал перфорации

месторождения. В скважине перфорированы четыре продуктивных пласта, в которые производится совместная закачка воды. На диаграмме гамма-каротажа видно, что воду принимают только два из этих пластов – верхний и нижний, в то же время в связи с некачественным цементированием колонны часть воды поступает в два нижележащих, частично или полностью водоносных неперфорированных пласта (такие нежелательные случаи не единичны, и их выявление позволяет устранять непроизводительную закачку воды).

По тому же принципу принимающие воду пласты можно выделять путем закачки вместе с водой веществ, обладающих аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов и фиксируемых в пластах методом импульсного нейтронного каротажа.

Недостаток метода заключается в том, что он, обеспечивая качественную картину, количественного выражения приемистости пластов не дает. Поэтому, а главное в интересах охраны недр, метод радиоактивных изотопов на практике широкого применения не нашел.

Метод механической потокометрии. Работу пластов в нагнетательных и добывающих скважинах изучают с помощью глубинных расходомеров-дебитометров, фиксирующих ско-

рость потока по стволу скважины. Основным узел прибора — датчик турбинного типа (вертушка), реже поплавкового, дискового или других типов. Частота вращения вертушки пропорциональна расходу жидкости, проходящей через сечение скважины в точке установки прибора. Перемещая прибор по стволу скважины и измеряя частоту вращения вертушки, устанавливают количество жидкости, перемещающейся на разных глубинах. Данные замеров представляются в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебиты (приемистость) каждого пласта.

На рис. 97 показан профиль притока по добывающей скважине, в которой перфорированы три пласта. В этой скважине дебитомер фиксирует приток жидкости только из двух верхних пластов. Дебит верхнего пласта составляет около $52 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе из самой верхней его части поступает примерно 5, из средней части 15, из нижней около $32 \text{ м}^3/\text{сут}$. Средний пласт работает с дебитом около $47 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе из его верхней части поступает приблизительно $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, из нижней около $27 \text{ м}^3/\text{сут}$, а из средней части приток не фиксируется.

На рис. 98 приведен профиль приемистости нагнетательной скважины, в которой перфорированы три пласта. Из них воду принимает только нижний, наиболее мощный высокопроницаемый пласт. Суммарная приемистость его около $500 \text{ м}^3/\text{сут}$, причем по толщине она неравномерна.

Метод механической потокометрии применяется весьма широко на практике.

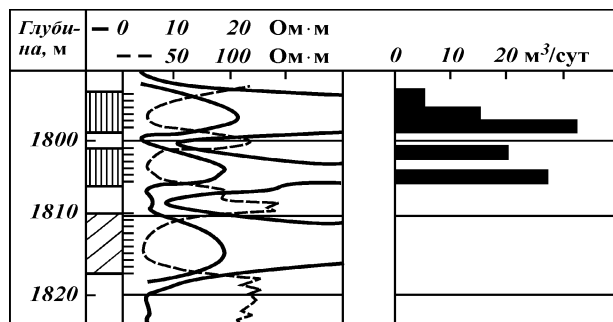


Рис. 97. Профиль притока в добывающей скважине по данным исследования глубинным дебитомером.
Условные обозначения см. на рис. 96

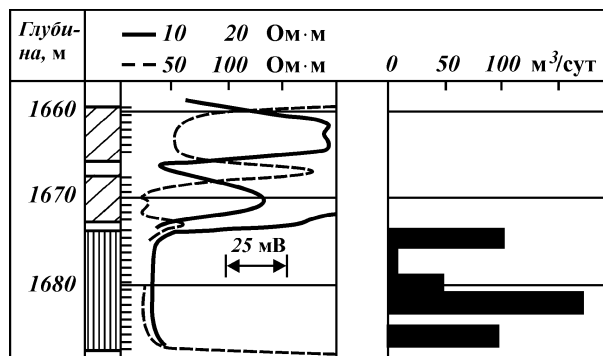


Рис. 98. Профиль приемистости нагнетательной скважины по данным исследования глубинным расходомером.
Условные обозначения см. на рис. 96

Метод термокондуктивной потокометрии. Он основан на зависимости температуры специального датчика глубинного прибора от скорости проходящего потока жидкости. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры выше окружающей среды.

Результаты измерений в скважинах, проводимых термокондуктивными дебитомерами-расходомерами, также представляются обычно в виде кривых, характеризующих профиль притока (расхода) в интервале продуктивного разреза скважины.

Этот метод в отличие от метода механической потокометрии менее точен. Его можно использовать главным образом для качественных оценок, т.е. для выделения работающих и неработающих пластов.

При использовании методов механической и термокондуктивной потокометрии необходимо учитывать, что выделяемые ими интервалы часто оказываются меньше фактически работающей толщины пласта. Этот факт установлен на основании многочисленных прямых и косвенных наблюдений. Так, коэффициент охвата для горизонта D_1 Ромашкинского месторождения, определяемый в соответствии с работающей толщиной, полученной по данным потокометрии, оказался меньше заводненной части горизонта, где охваченный вытеснением (т.е. уже заводненный!) объем надежно выделен другими методами.

Занижение глубинными дебитомерами-расходомерами работающей толщины пластов связано с недостаточной чувст-

вительностью приборов, а также с учетом ими особенностей потоков жидкости между скважинами.

Из сказанного следует, что данные дебитометрии-расходомерии следует использовать в комплексе с другими данными.

С помощью информации, получаемой методом потокомерии, можно надежно определять, какие из перфорированных пластов не включены в работу в данной скважине и каков дебит (приемистость) каждого пласта, работающего в скважине.

Термометрический метод. Использование метода предусматривает снятие температурных кривых в продуктивной части разреза, что позволяет выделять работающие и неработающие пласты. Особенно результативен он в нагнетательных скважинах.

В стволе действующей нагнетательной скважины устанавливается наведенный тепловой режим, отличающийся от природного, и температурная кривая приобретает вид почти вертикальной линии с характерным изломом против подошвы нижнего поглощающего пласта. После прекращения закачки против не принимающих воду интервалов разреза происходит быстрое восстановление температуры, против поглощающих интервалов температура длительное время остается сниженной. На температурной кривой, снятой при остановке скважины, поглощающие пласты четко фиксируются отрицательными аномалиями температуры.

На рис. 99 приведена термограмма нагнетательной сква-

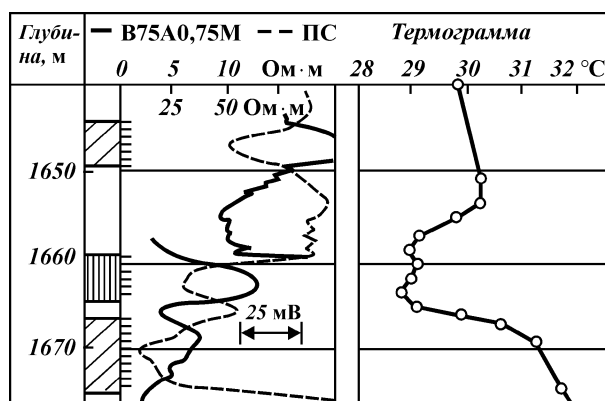


Рис. 99. Термограмма нагнетательной скважины. Условные обозначения см. на рис. 96

жины, снятая через некоторое время после прекращения закачки. На термограмме видно, что из трех перфорированных пластов в скважине воду принимает только один — средний.

Выделение работающих пластов по термограммам в добывающих скважинах, полученным при их работе, менее надежно, так как распределение температуры по стволу скважины определяется рядом факторов: дроссельным эффектом, калориметрическим смешиванием жидкости, поступающей в скважину из пластов с разной температурой, теплообменом восходящего потока с окружающими ствол скважины горными породами.

Термограмма действующей скважины с одним работающим пластом имеет простой вид: против подошвы работающего пласта за счет проявления дроссельного эффекта наблюдается сдвиг температурной кривой T на величину Δt по сравнению с естественной геотермой T_0 (рис. 100). Кривая работающего пласта на термограмме не выделяется.

В добывающей скважине с несколькими работающими пластами поступление жидкости из верхних пластов отмечается скачкообразным изменением угла наклона термограммы к оси глубин, связанным с калориметрическим смешиванием двух потоков жидкости (восходящего и притекающего из пластов) (рис. 101).

Метод фотоколориметрии нефти. Основан метод на определении коэффициента светопоглощения нефти $K_{сп}$, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола и асфальтенов). $K_{сп}$ нефти определяют путем исследования пробы нефти, отобранной на устье скважины, с помощью фотоколориметрии. Обычно его значение изменяется в достаточно широких пределах по площади залежи и по толщине

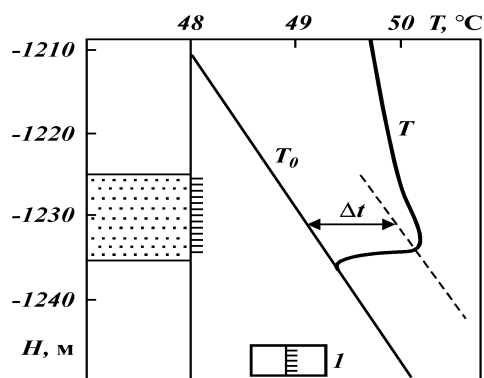


Рис. 100. Проявление дроссельного эффекта на термограмме действующей добывающей скважины с одним работающим пластом: I — интервал перфорации; T_0 — геотерма; T — термограмма

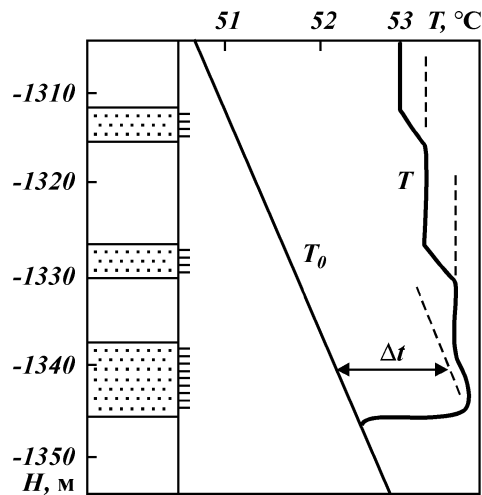


Рис. 101. Термограмма действующей добывающей скважины с дроссельным эффектом против нижнего пласта и эффектом калориметрического смешивания жидкости против двух верхних пластов. Условные обозначения см. на рис. 100

горизонта: из скважин добывается "меченая" нефть, имеющая определенные свойства в каждой точке пласта.

Значение $K_{сп}$ увеличивается от свода к периферии залежи и от кровли к подошве пласта. Так, $K_{сп}$ нефти горизонта D_1 Бавлинского месторождения возрастает от 192 ед. в присводовой части залежи до 450 ед. вблизи внешнего контура нефтеносности. В процессе разработки этого однопластового относительно монолитного эксплуатационного объекта с применением законтурного заводнения происходит стягивание контуров нефтеносности. В результате нефть из периферийных частей залежи перемещается к скважинам внутренних ее частей. Соответственно $K_{сп}$ добываемой из этих скважин нефти возрастает.

Периодически строя карты значений $K_{сп}$ нефти в изолиниях и сопоставляя их, можно судить о направлении линий тока жидкости в пласте и скорости ее движения.

Многопластовые объекты нередко характеризуются резким изменением значений $K_{сп}$ нефти по разрезу, в результате чего пласты или группы пластов имеют разные диапазоны значений $K_{сп}$. Так, в пласте B_1 на Западно-Сургутском месторождении в Западной Сибири $K_{сп}$ нефти изменяется от 300 до 543 ед., а в разрабатываемом совместно с ним пласте B_{10} — в диапазоне 120–310 ед.

Учитывая резкое различие $K_{сп}$ нефтей разных пластов, по значению $K_{сп}$ нефти, получаемой из скважины, можно судить, какие пласты в ней работают на дату замера.

При точно установленных закономерностях изменения $K_{\text{сп}}$ нефти по толщине объекта разработки и по площади каждого пласта можно рассчитать количественное распределение дебита скважины между совместно работающими пластами. Так, при двухпластовом объекте доли пластов в общем дебите скважины соответственно равны:

$$q_1 = (K_{\text{сп}2} - K_{\text{спсм}})(K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп}1});$$

$$q_2 = (K_{\text{спсм}} - K_{\text{сп}1})(K_{\text{сп}2} - K_{\text{сп}1}), \quad (\text{XIV.8})$$

где q_1, q_2 — относительные дебиты соответственно первого и второго пластов; $K_{\text{сп}1}, K_{\text{сп}2}$ — значения $K_{\text{сп}}$ нефти соответственно первого и второго пластов; $K_{\text{спсм}}$ — смеси нефти двух пластов, полученной из скважины.

Кроме описанных выше методов, для выделения работающих и неработающих пластов могут привлекаться и другие виды исследования, такие, как нейтронный каротаж, резистивметрия и т.п. Выделение неработающих пластов нейтронными методами основано на том, что в их призабойной зоне остается фильтрат промывочной жидкости, попавшей при бурении или при ремонте скважин, и на диаграммах методов НГМ—ННМт они выделяются как водоносные. Если скважина дает безводную нефть, значит, эти пласты не участвуют в работе скважины.

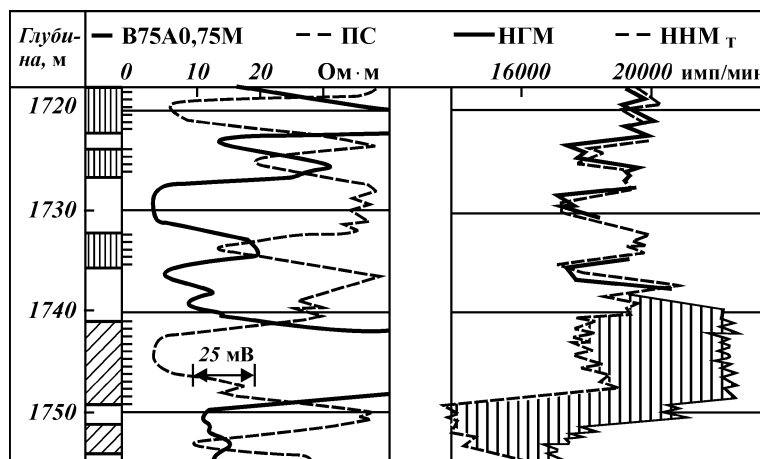


Рис. 102. Определение неработающих пластов в добывающей скважине по данным комплекса НГМ—ННМт. Условные обозначения см. на рис. 96

На рис. 102 приведен пример выделения работающих и неработающих пластов в безводной эксплуатационной скважине нейтронными методами. Здесь верхние три прослоя по комплексу НГМ–ННМт выделяются как нефтеносные, следовательно, они работают. Нижний, нефтеносный по данным электрометрии, перфорированный пласт, видимо, не работает, так как на диаграммах радиометрии он выделяется как водоносный. Поскольку скважина работает безводной нефтью, можно полагать, что этот пласт загрязнен фильтратом раствора, а это в свою очередь указывает на то, что приток из него не вызван.

Как уже указывалось, важную информацию о степени охвата пласта процессом вытеснения дают данные о пластовом давлении. Однако в условиях совместной работы пластов в скважине фиксируется давление, соответствующее наиболее активно работающему пласту. Данные о пластовом давлении в каждом из пластов можно получить косвенным способом — путем исследования скважины методом установившихся отборов с определением дебита пластов глубинным потокометром и замером забойного давления, общего для всех пластов. Построение по этим данным индикаторных диаграмм и экстраполяция их до оси давлений позволяют найти значения пластового давления для каждого пласта в отдельности (см. § 4 главы XIII).

Для построения карт охвата пластов многопластового объекта воздействием проводят систематизацию и обобщение в комплексе всей имеющейся промыслово-геологической информации об особенностях геологического строения объекта разработки, применяемой системы разработки, о работе каждого пласта в скважинах, взаимодействии добывающих и нагнетательных скважин.

Обобщение данных проводят примерно в такой последовательности.

Вначале обобщают все данные о строении объекта разработки: для каждого пласта многопластового объекта строят карты, характеризующие его макро- и микронеоднородность по площади, — карты распространения коллекторов в целом и коллекторов разных типов. Эти карты используются в качестве геологической основы для анализа.

Затем обобщают все имеющиеся данные о работе пластов в каждой действующей нагнетательной и добывающей скважине: выделяют работающие и неработающие пласты, определяют приемистость и дебиты работающих пластов.

При обобщении информации о работе пластов полез-

но разделить ее по степени надежности на несколько групп.

К группе самых достоверных данных следует относить информацию, полученную по скважинам, в которых перфорирован только один пласт. В этом случае все данные о работе скважины (дебит или приемистость, обводненность, пластовое давление, газовый фактор и др.) соответствуют данным о работе именно этого пласта. Обработка такой информации наиболее проста и не требует специальных приемов.

Ко второй группе данных, менее достоверных, следует относить информацию по скважинам, в которых перфорировано два-три пласта или более, но работает только один пласт. В этом случае дебит (приемистость), замеренный на поверхности, а также пластовое давление могут быть отнесены только к работающему пласту. Достоверность материалов этой группы зависит от степени надежности доказательств того, что в данной скважине действительно работает только один конкретный пласт. Прямыми доказательствами служат данные глубинной потокометрии, термометрии, $K_{сп}$ нефти и др.

При большом фонде скважин, при механизированной эксплуатации и т.д. количество таких доказательств часто оказывается ограниченным. В таких случаях привлекают косвенные данные. Скважины, в которых охвачен вытеснением лишь один из перфорированных пластов, могут быть достаточно надежно выделены путем тщательного сопоставления перфорированных пластов в нагнетательных и ближайших добывающих скважинах и изучения характера их взаимодействия. При этом исходят из следующих рассуждений. Допустим, в нагнетательной и ближайшей добывающей скважине в связи с макронеоднородностью перфорированы одноименный пласт и по одному разноименному пласту. При явной реакции добывающей скважины на закачку воды можно уверенно считать, что в нагнетательной скважине воду принимает (т.е. в районе этой скважины охвачен вытеснением) пласт, имеющийся в обеих скважинах. При значительной приемистости нагнетательной скважины, но при отсутствии влияния на добывающую скважину (если нет оснований для предположения о наличии литологического или другого экрана между скважинами) можно сделать вывод о том, что в нагнетательной скважине воду принимает лишь пласт, отсутствующий в рассматриваемой добывающей скважине.

Поясним изложенный методический прием на конкретном более сложном примере (рис. 103, †). Закачка воды ведется

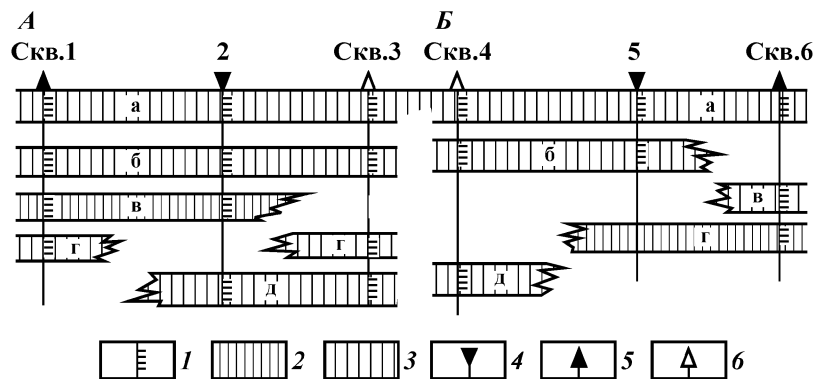


Рис. 103. Выделение работающих пластов по взаимодействию скважин:
 А – работает только пласт в; А – работает только пласт г; пласты: 1 – перфорированные, 2 – работающие, 3 – неработающие; скважины: 4 – нагнетательные, 5 – добывающие, хорошо реагирующие на закачку, 6 – добывающие, не реагирующие на закачку; а–д – индексы пластов

через скв. 2, в которой перфорированы пласты, а, б, в и д. В соседней добывающей скв. 1, которая устойчиво фонтанирует при неизменном пластовом давлении, перфорированы три идентичных интервала – пласты а, б и в, а также пласт г, отсутствующий в нагнетательной скв. 2. В этом случае можно уверенно сказать, что в скв. 2 воду принимает один или несколько из пластов а, б и в, но какой из них (или какие), неизвестно. В другой эксплуатационной скв. 3 перфорированы пласты а, б, г и д. Скв. 3 на закачку воды в скв. 2 не реагирует (прекратила фонтанирование, пластовое давление снижено). Следовательно, в нагнетательной скв. 2 воду принимает лишь пласт, в котором и взаимодействуют скв. 2 и 1. Остальные пласты в районе этих скважин процессом вытеснения не охвачены – пласты а, б, д в связи с тем, что они не принимают воду, а пласт г потому, что он отсутствует в разрезе нагнетательной скважины.

В другом примере (рис. 103, ·) в нагнетательной скв. 5 перфорированы пласты а, б и г. В добывающей скв. 4 перфорированы пласты а и б, а также пласт д; в добывающей скв. 6 – пласты а и г, а также пласт в. Если из этих двух добывающих скважин на закачку воды реагирует только скв. 6, то воду принимает пласт г. Подбирая таким путем добывающие скважины с разными перфорированными пластами и анализируя их взаимодействие с нагнетательными, можно выявить скважины, в которых работает только один пласт, и

использовать данные о работе скважины в целом для характеристики этого пласта.

К третьей группе данных следует относить информацию по наиболее значительным по размерам участкам эксплуатационного объекта, где одновременно работают два или несколько пластов. Эта информация в целом оказывается наименее достоверной вследствие недостаточного количества исследованных скважин, а также из-за погрешностей в измерениях.

Для выделения работающих пластов и распределения дебита (приемистости) между ними следует использовать все прямые и косвенные данные. В первую очередь анализируют все имеющиеся данные исследования пластов в скважинах. На участках, не имеющих информации, но прилегающих к исследованным скважинам с несколькими работающими пластами и к участкам, освещенным информацией первой и второй групп, применяют косвенный прием, используемый для выделения одного работающего пласта, но позволяющий выделить здесь два и более одновременно работающих пласта. При распределении дебита (приемистости) между пластами учитывают соотношение значений толщины и проницаемости пластов в каждой рассматриваемой скважине. Правильность распределения оценивают, сравнивая анализируемую часть участка с другими его частями с близкой характеристикой, хорошо освещенными глубинными исследованиями, и при необходимости вносят коррективы.

Всю информацию о работе каждого пласта в добывающих и нагнетательных скважинах наносят на карты распространения коллекторов. Затем по аналогии с однопластовым объектом в пределах каждого пласта многопластового объекта выделяют зоны, охваченные и не охваченные процессом вытеснения.

Глава XV

КОНТРОЛЬ ВНЕДРЕНИЯ НАГНЕТАЕМОЙ ВОДЫ В ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

§ 1. ВЫТЭСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОЙ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Изучение особенностей заводнения продуктивных коллекторов при разработке залежей нефти занимает одно из важных мест в контроле за выработкой пластов и анализе разработки залежи. От характера продвижения воды по продуктивным пластам зависит полнота их охвата процессом вытеснения, а следовательно, и полнота выработки запасов.

Особенности продвижения воды в процессе разработки определяются геологическим строением залежей, применяемой системой разработки, свойствами нефти и вытесняющей ее воды и др.

В зависимости от этих факторов внедрение воды в залежь может происходить за счет:

природного водонапорного или упруговодонапорного режима;

закачки воды в пласты через нагнетательные скважины.

В первом случае в залежь внедряется контурная пластовая вода. Это сопровождается подъемом ВНК, перемещением (стягиванием) контуров нефтеносности, постепенным уменьшением размеров залежи, превращением ее в залежь, полностью подстилаемую водой.

Во втором случае при законтурном заводнении в пласты внедряется оторочка пластовой воды, а затем нагнетаемая вода. В остальном внедрение воды сопровождается теми же явлениями, что и в первом случае. Во втором случае при внутриконтурном заводнении в пласты внедряется нагнетаемая вода, создаются искусственные водонефтяные контакты, постепенно удаляющиеся от нагнетательных скважин.

Создающиеся при внедрении воды разделы между водой и нефтью могут приобретать различные формы.

Формы поверхности текущего природного ВНК. При процессах вытеснения нефти водой, сопровождающихся подъ-

емом ВНК, последний может перемещаться параллельно его первоначальному положению или наклонно к нему, приобретать сложную форму. Характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности и их форма определяются такими факторами, как соотношение вязкостей нефти и воды, геологическая неоднородность продуктивного пласта, размеры водонефтяных зон и др.

Перемещение ВНК параллельно его начальному положению может происходить в однородных монолитных пластах при одинаковой вязкости нефти и воды, равномерном дренировании всего объема залежи. На практике такие условия встречаются крайне редко и, как правило, происходит более или менее существенное усложнение формы поверхности текущего ВНК.

При соотношении вязкостей нефти и пластовой воды $\mu_0 < 1$ в результате разработки залежи происходит более быстрое перемещение внешнего контура нефтеносности по сравнению с внутренним, в результате чего ширина водонефтяной зоны постепенно сокращается (рис. 104). При этом поверхность ВНК, первоначально близкая к горизонтальной, начи-

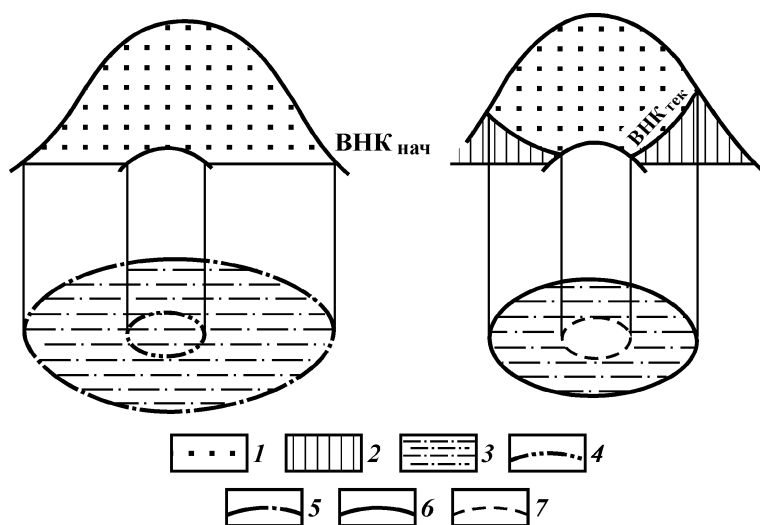


Рис. 104. Схема изменения формы поверхности ВНК при соотношении вязкости нефти и воды $\mu_0 < 1$.

Коллектор: 1 — нефтенасыщенный, 2 — заводненный; 3 — водонефтяная зона; контуры нефтеносности: 4 — внутренний начальный, 5 — внешний начальный, 6 — внешний текущий, 7 — внутренний текущий

нает наклоняться к центру залежи. Так, при разработке верхнемеловой массивной залежи маловязкой нефти Малгобек-Вознесенского месторождения более интенсивный подъем ВНК происходил на периферии залежи, в результате чего он постепенно принял форму чаши.

В газонефтяной залежи Коробковского месторождения, разрабатываемой с законтурным заводнением при $\mu_0 < 1$, также произошел наклон поверхности ВНК в сторону внутреннего контура (рис. 105).

В подобных случаях выработка запасов нефти из водонефтяных зон шириной до 1500–2000 м обычно происходит без их разбуривания, за счет вытеснения нефти водой к добывающим скважинам, пробуренным в начальном внутреннем контуре нефтеносности. Добывающие скважины в этих условиях длительное время работают без воды, а при подходе к ним внутреннего контура интенсивно обводняются и выводятся из эксплуатации. При этом обеспечиваются высокие охват залежи заводнением и коэффициент вытеснения нефти. Макронеоднородность продуктивного пласта, как это

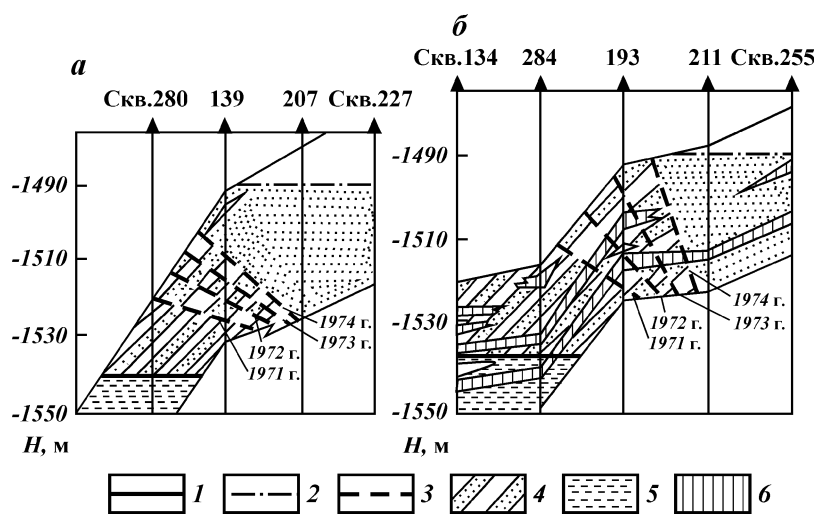


Рис. 105. Схематические геологические профили газонефтяной залежи Коробковского месторождения ($\mu_0 < 1$), представленной монолитным (±) и расчлененным (·) пластами.

Контакты: 1 — начальный водонефтяной, 2 — начальный газонефтяной, 3 — текущий водонефтяной на 1 января соответствующего года; 4 — заводненная закачиваемой водой часть нефтенасыщенного пласта; 5 — водонасыщенный пласт; 6 — непроницаемые прослойки

видно на рис. 105, не оказывает существенного влияния на характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности.

При повышении соотношения вязкостей нефти и воды до 2–3 в монолитных, достаточно однородных пластах характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности сходен с описанным выше. На рис. 106, ‡ приведен схематический профиль южного участка залежи горизонта D_1 Бавлинского месторождения со сравнительно монолитным строением пласта, разрабатываемого с законтурным заводнением при $\mu_0 = 2$. ВНК здесь перемещался довольно равномерно, приобретая слабый наклон к центру залежи. При этом достигнут высо-

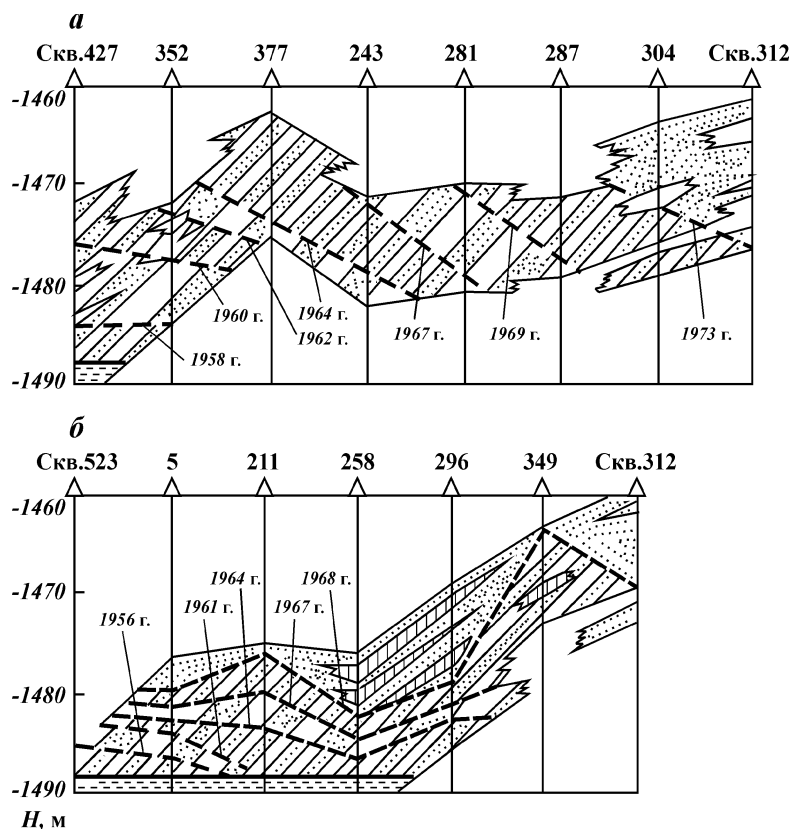


Рис. 106. Схематические геологические профили по горизонту D_1 Бавлинского месторождения ($\mu_0 < 2$), представленному сравнительно монолитным (‡) и расчлененным (·) пластами. Условные обозначения см. на рис. 105

кий охват пласта заводнением – за текущим ВНК не остается существенных целиков нефти. Рассматриваемую часть водонефтяной зоны удалось разработать без сплошного разбуривания, за счет вытеснения нефти к скважинам, расположенным в чисто нефтяной зоне.

Вместе с тем уже при таком соотношении вязкостей нефти и воды, но при значительной макронеоднородности продуктивного пласта (наличие в нем локальных или выдержанных по площади непроницаемых прослоев) характер перемещения ВНК резко изменяется.

На северном участке залежи горизонта Δ_1 Бавлинского месторождения (рис. 105, ·), где продуктивный пласт расчленен непроницаемыми прослоями, текущий ВНК приобретал наклон к периферии залежи. При этом произошло более интенсивное продвижение внутреннего контура по сравнению с внешним, поверхность ВНК приобрела волнообразную форму. В таких условиях степень охвата залежи заводнением снижается.

При более высоком соотношении вязкостей нефти и воды ($\mu_0 > 3$) уже в монолитном пласте происходит наклон текущего ВНК в сторону внешнего контура; в связи с опережающим движением внутреннего контура по сравнению с внешним ширина водонефтяной зоны постепенно увеличивается.

На рис. 107 показано положение начального и текущего ВНК пласта С-1 Мухановского месторождения, разрабатываемого на естественном водонапорном режиме при $\mu_0 = 3$. В

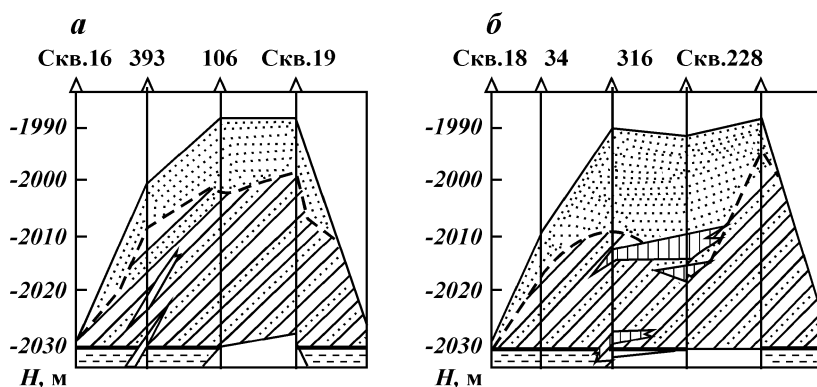


Рис. 107. Схематический геологический профиль по пласту С-1 Мухановского месторождения ($\mu_0 = 3$):

‡ – монолитная часть пласта; · – часть пласта с уплотненными глинистыми прослоями. Условные обозначения см. на рис. 105

монолитной части пласта поверхность ВНК приняла форму перевернутой чаши (рис. 107, ‡). При наличии в каких-то частях залежи непроницаемых прослоев подъем ВНК замедляется или прекращается. Текущий ВНК в целом приобретает сложную форму (рис. 107, ·).

Наклон поверхности текущего ВНК в сторону внешнего контура нефтеносности или ее волнообразная форма указывают на неблагоприятные условия для охвата залежи заводнением, обуславливают возрастание периода обводнения скважин. Нефть из водонефтяных зон вытесняется плохо, поэтому при $\mu_0 > 3$ даже при монолитном строении пласта эти зоны должны быть разбурены.

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 > 5$ происходит опережающее продвижение воды по более проницаемым прослоям и наиболее крупным порам продуктивного пласта, залежь как бы пронизывается водой. Поверхность контакта воды и нефти чрезвычайно сложна. Охват залежи процессом вытеснения обычно бывает низким. Скважины характеризуются непродолжительным безводным периодом эксплуатации, даже если они расположены во внутреннем контуре нефтеносности, основную часть добычи нефти получают в водный период. Скважины с высокой обводненностью в этих условиях могут работать десятки лет.

Формы движения закачиваемой воды. Характер внедрения нагнетаемой внутриконтурно воды в однопластовом объекте разработки зависит от соотношения вязкостей нефти и закачиваемой воды и степени неоднородности его фильтрационных свойств по толщине и по площади.

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 < 3$ и относительно однородном строении пласта по вертикали происходит близкое к поршневому (фронтальное) вытеснение нефти водой и обеспечивается высокий охват заводнением пласта по его толщине. В то же время сказывается влияние зональной неоднородности фильтрационных свойств пласта: более интенсивно вода движется в зонах пласта с лучшими коллекторскими свойствами и медленнее – по слабопроницаемым участкам. Это обуславливает неравномерность заводнения пласта по площади.

При соотношении вязкостей нефти и воды $\mu_0 > (3-5)$ (вплоть до 30 и выше) проявляется влияние неоднородности коллекторских свойств и по толщине пласта происходит опережающее продвижение закачиваемой воды по более проницаемым прослоям даже в монолитном пласте. Причем, чем выше соотношение вязкостей нефти и воды и чем боль-

ше неоднородность фильтрационных свойств по толщине пласта, тем значительнее неравномерность вытеснения нефти. В таких случаях уже нельзя говорить о фронте вытеснения, так как границы между нефтью и водой в каждом слое занимают разное положение. В более проницаемых слоях вода уже может достичь добывающих скважин, а в менее проницаемых – еще находится вблизи нагнетательных. В результате безводный период скважин непродолжителен и основная часть нефти добывается в водный период эксплуатации.

При внутриконтурном заводнении, особенно в случае залежей с обширными водонефтяными зонами, нагнетательные и добывающие скважины располагают и в пределах водонефтяных частей пласта. Если в нагнетательных скважинах перфорирована только нефтенасыщенная часть водонефтяного пласта, то процесс заводнения аналогичен описанному выше. В случае, если в нагнетательных скважинах перфорацией вскрыты и нефтяная, и водонасыщенная части пласта, в процессе разработки залежи происходит одновременно заводнение двух видов – сопровождающееся подъемом ВНК и сопровождающееся внедрением закачиваемой воды в нефтяную часть пласта (рис. 108). Преобладание того или иного вида заводнения зависит главным образом от соотношения объемов воды, закачанных в нефтяную и водяную части пласта.

При объединении в один объект разработки нескольких пластов характер внедрения воды зависит также от того, насколько различны их фильтрационные свойства.

При одинаковой проницаемости пластов, их выдержанности по площади и $\mu_0 < 3$ возможно примерно равноскоростное продвижение закачиваемой воды по всем пластам. В частности, такое продвижение воды наблюдалось по пластам горизонта Б₈ Самотлорского месторождения в III блоке. Здесь продуктивный горизонт расчленен на два–три мощных пласта с проницаемостью 0,5–0,8 мкм² при $\mu_0 = 2$. В процессе разработки вдоль рядов нагнетательных скважин во всех пластах сформировался непрерывный фронт закачиваемой воды, который перемещался в них с примерно одинаковой скоростью. В результате закачиваемая вода подходила к забоям добывающих скважин по всем пластам почти в одно и то же время.

Если в один объект разработки объединены пласты, различающиеся по коллекторским свойствам, то происходит опережающее продвижение воды по наиболее проницаемому пласту и отставание заводнения и выработки менее проницаемых пластов (рис. 109).

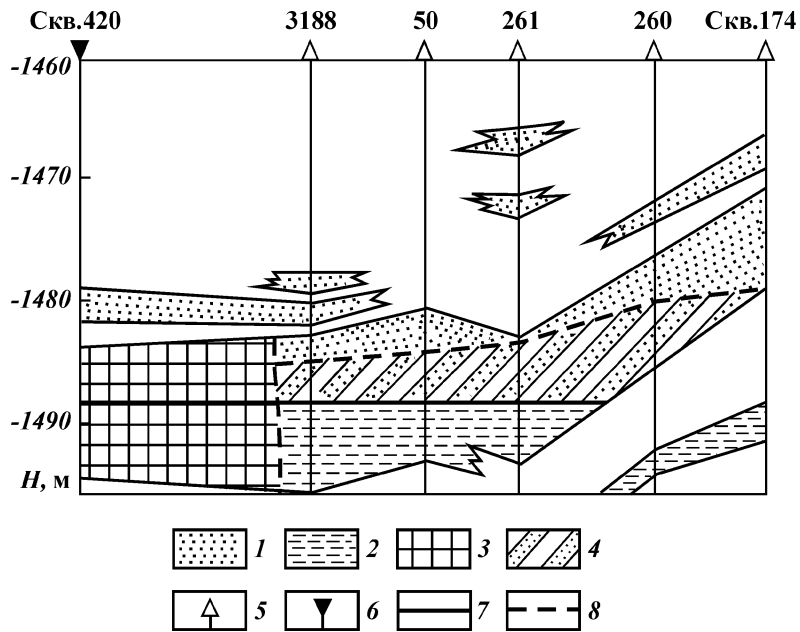


Рис. 108. Схематический геологический профиль по горизонту D_1 Абдрахмановской площади.

Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные, 3 – заводненные закачиваемой водой, 4 – заводненные пластовой водой за счет подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности; скважины: 5 – добывающие, 6 – нагнетательные; водонефтяной контакт: 7 – начальный, 8 – текущий

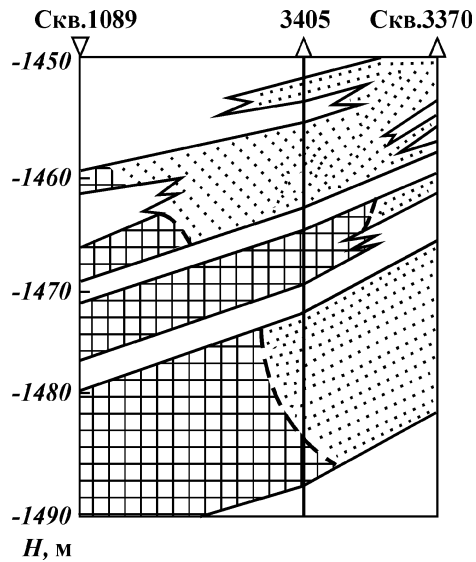


Рис. 109. Схематический геологический профиль по горизонту D_1 Миннибаевской площади.

Условные обозначения см. на рис. 108

При значительном различии коллекторских свойств пластов часто в менее проницаемые пласты в нагнетательных скважинах вода вообще не поступает и вытеснения нефти из них не происходит. Это существенно снижает охват залежи заводнением. Поэтому в один объект разработки следует объединять пласты с близкими коллекторскими свойствами.

Если отдельные пласты многопластового объекта характеризуются прерывистым строением или изменчивостью фильтрационных свойств по площади, то заводнение такого объекта отличается значительной неравномерностью, что, например, имеет место на месторождениях Узень (горизонты XIII–XIV), Ромашкинское (горизонт D_1), Самотлорское (пласт B_{01}) и др.

§ 2. КОНТРОЛЬ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Контроль разработки продуктивных пластов предусматривает непрерывный на протяжении всей разработки сбор и обобщение данных о характере внедрения воды в пласты эксплуатационного объекта. Рациональный комплекс наблюдений зависит от геолого-физических условий, применяемых систем разработки и соответственно от ожидаемых закономерностей внедрения воды. Лишь при четко организованном контроле возможно правильное определение мер по регулированию процесса перемещения воды в пластах.

К задачам контроля заводнения относятся следующие:

установление на определенную дату (обычно на начало каждого года) положения границ той части залежи, из которой нефть вытеснена водой, т.е. определение текущего положения ВНК, контуров нефтеносности и разделов между закачиваемой водой и нефтью;

определение скорости перемещения воды в пластах;

определение коэффициента нефтеизвлечения в заводненном объеме.

Эти задачи решаются на основании данных исследования скважин. В настоящее время нет универсального метода, позволяющего уверенно фиксировать положение текущих границ внедряющейся в залежь воды. Поэтому необходимо применять комплекс методов и проводить совместный анализ получаемых результатов. Для каждой залежи, исходя из геологических предпосылок особенностей внедрения воды в

продуктивные пласты, следует обосновывать и применять свою систему контроля.

В настоящее время разработаны и применяются прямые методы, такие как контроль по данным о динамике обводнения скважин, гидрохимические и промыслово-геофизические методы, а также косвенные, основанные на систематизации и обобщении различной геолого-промысловой информации.

Рассмотрим основные, наиболее эффективные методы контроля.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды на основе систематического наблюдения за обводнением добывающих скважин. Этот метод наиболее прост и не требует применения специальных глубинных приборов. Обводненность продукции скважин определяется путем исследования проб жидкости, отбираемых на устье скважин. В результате получают данные о времени появления воды в продукции каждой скважины, о доле воды в жидкости (процент обводнения) на различные даты.

Гидрохимические методы контроля основаны на наблюдениях за химическим составом попутных вод, которые проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции скважин. При этом определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты химического состава попутной воды, а также содержание искусственных индикаторов, если они подаются в закачиваемую через нагнетательные скважины воду.

Контроль за внедрением воды по данным об обводнении скважин достаточно эффективен лишь для однопластовых объектов. При разработке залежи на природном водонапорном режиме или при законтурном заводнении появление воды в ранее безводных скважинах может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована верхняя часть нефтенасыщенной толщины пласта, то начало ее обводнения связано с подъемом ВНК и совпадает с моментом, когда поверхность ВНК достигает нижних перфорированных отверстий. Однако следует учитывать, что в случае монолитного пласта вода в продукции скважины может появиться и тогда, когда текущий ВНК еще остается ниже перфорационных отверстий на 2–3 м. Причиной раннего появления воды может быть конусообразование, разрушение глинистой корки в заколонном пространстве под действием перепада давления между перфорированной и водной частями пласта при работе скважины. В этом случае

положение текущего ВНК по данным обводнения может быть несколько завышенным.

Для определения положения текущего ВНК в пределах интервала перфорации по данным о доле воды в продукции скважины предложены различные формулы и эмпирические зависимости. Однако точность количественных определений положения ВНК по этим данным обычно низка. Поэтому показатели обводненности скважины пригодны только для качественных заключений. Если обводненность низкая, то считают, что текущий ВНК расположен в нижней части интервала перфорации; если обводненность высокая, значит, текущий ВНК находится ближе к верхним перфорационным отверстиям.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной в пределах начального внутреннего контура нефтеносности залежи, указывает на перемещение внутреннего контура нефтеносности в связи с подъемом ВНК. Зная моменты прохождения текущего внутреннего контура через различные скважины, можно фиксировать его положение на различных дачах и определять скорость движения на разных участках залежи. Переход скважины на работу только водой указывает на прохождение через эту точку залежи и внешнего контура нефтеносности. На практике этот момент фиксируется с некоторой долей приближенности, поскольку добывающие скважины обычно отключаются при обводненности 95–98 %.

При заводнении однопластовой залежи данные о начале обводнения скважин закачиваемой водой дают возможность достаточно уверенно фиксировать положение передней границы фронта нагнетаемой воды. При этом, исходя из характера строения пласта по толщине, можно судить, по какой ее части закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая ее часть на эту дату осталась нефтенасыщенной.

Использование данных об обводнении скважин для контроля за заводнением многопластовых объектов малоэффективно.

При использовании данных обводненности скважин необходимо иметь в виду, что появление воды в скважине может быть вызвано техническими причинами, не связанными с вытеснением нефти водой: с негерметичностью эксплуатационных колонн и некачественным цементированием заколонного пространства. При наличии таких дефектов в техническом состоянии скважины в нее может поступать вода из неперфорированных водоносных интервалов – чужая или подошвенная. Все скважины, в которых появление воды связа-

но с техническими причинами, должны быть выявлены, данные по ним исключаются из анализа.

Необходимо проверять техническое состояние скважин, в которых появилась вода, если по другим данным (местоположение скважины на объекте, минерализация воды, характер нарастания обводненности и др.) это не связано с вытеснением нефти. Для этой цели используются методы промысловой геофизики – радиометрические, акустические, термометрические.

Пример выявления заколонной циркуляции по одной из добывающих скважин Ромашкинского месторождения приведен на рис. 110.

В пластах с высокой вертикальной проницаемостью мас-совое обводнение скважин может быть связано с образованием конусов подошвенной воды (рис. 111). По залежам с установленным конусообразованием данные об обводнении скважин не могут быть использованы для контроля за внедрением воды.

Промыслово-геофизические методы, используемые для контроля заводнения пластов в скважинах, можно разделить

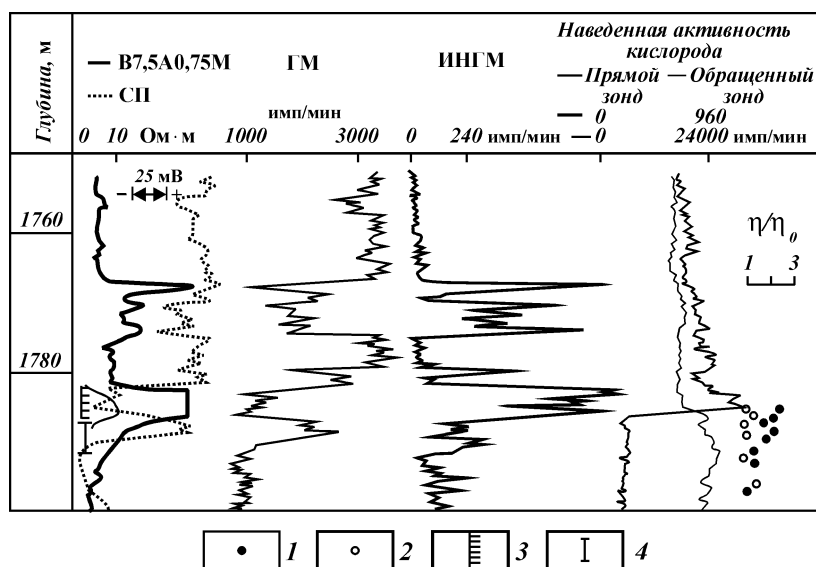


Рис. 110. Выделение интервала заколонной циркуляции кислородным нейтронно-активационным методом. Замеры в скважинах: 1 – рабочей, 2 – остановленной; интервалы: 3 – перфорации, 4 – заколонной циркуляции

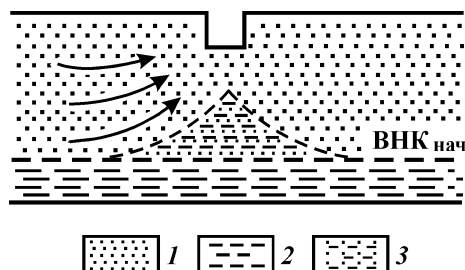


Рис. 111. Схема образования конуса воды при наличии подошвенной воды.

Коллекторы: 1 — нефтенасыщенные, 2 — водонасыщенные, 3 — заводненные за счет конусообразования

на две большие группы: электрометрические и другие виды исследований, проводящиеся в открытом стволе скважин при бурении, и радиометрические, проводящиеся в обсаженных скважинах после их бурения и в процессе эксплуатации.

Исследования в открытом стволе дают ценную информацию по новым скважинам, которые в значительном количестве бурятся позже скважин основного фонда (резервные, оценочные и др.). В этих скважинах с помощью электрометрических методов (БКЗ, СП, ГМ, ИНГМ и др.) достаточно уверенно определяют текущее положение ВНК или выделяют интервалы пластов, заводненные минерализованными водами (рис. 112). Сложнее выделить интервалы пластов-коллекторов на участках, по которым к моменту бурения скважин прошла закачиваемая пресная вода, характеризующаяся высоким электрическим сопротивлением и низким хлорсодержанием, поскольку по данным ГИС их труднее отличать от нефтенасыщенных интервалов.

Основными промыслово-геофизическими методами контроля динамики заводнения пластов на разные даты служат нейтронные методы, применяемые в обсаженных скважинах. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенные нефтью или пресной водой, от интервалов, насыщенных пластовой минерализованной водой (с хлорсодержанием). Наиболее широко применяются методы НГМ и ННМ. Иногда этот комплекс дополняется методами НГМнт, ГМ и НА. Хорошие результаты дают исследования импульсным генератором нейтронов. Возможности применения указанных методов значительно расширились после внедрения малогабаритных приборов, позволяющих проводить исследования через насосно-компрессорные трубы в фонтанирующих скважинах.

Наиболее результативны нейтронные методы в скважинах с неперфорированной колонной в интервале исследования, где состав жидкости по стволу скважины не меняется. В этих

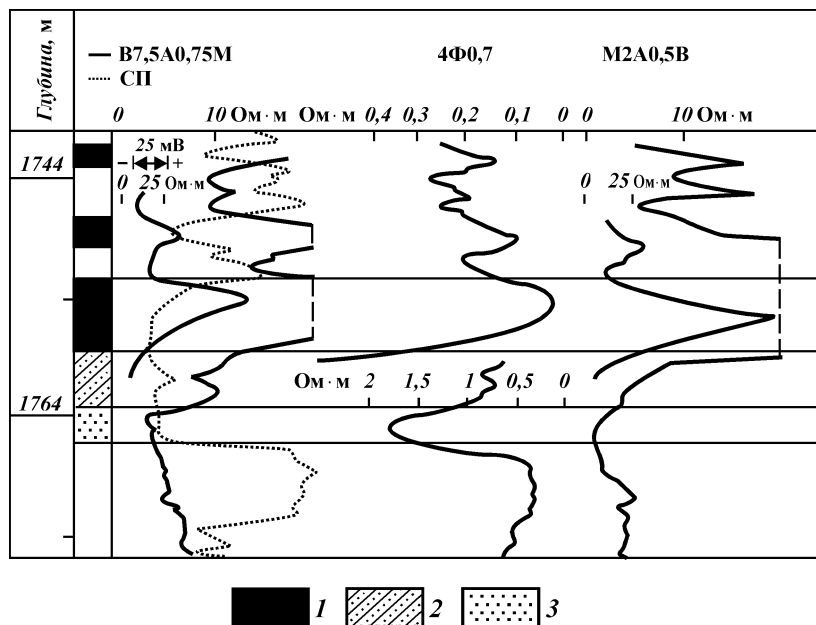


Рис. 112. Пример определения текущего ВНК по данным электрометрии.
 Пласты: 1 – нефтенасыщенные, 2 – заводненные закачиваемой водой, 3 – водонасыщенные

случаях изменения на диаграммах радиометрии в исследуемом интервале на разные даты однозначно могут быть связаны только с изменением насыщенности коллекторов.

Для проведения таких исследований в разных частях залежи бурят специальные контрольные скважины, в которых колонны остаются неперфорированными.

На рис. 113 приведен пример наблюдения за подъемом ВНК в одной из контрольных скважин Мухановского месторождения. В этой скважине в продуктивном пласте С-I толщиной 48 м по данным электрометрии начальный ВНК зарегистрирован на глубине 2086,6 м. Для контроля за его перемещением в скважине периодически проводились замеры нейтронными методами. По данным нейтронного гаммакаротажа установлено, что через 5 лет ВНК поднялся до глубины 2073,6 м, еще через 6 лет – до 2064,8 м, а еще через два года по материалам импульсного нейтронного гаммакаротажа его положение определено на глубине 2060 м.

Подобные исследования нейтронными методами проводят-

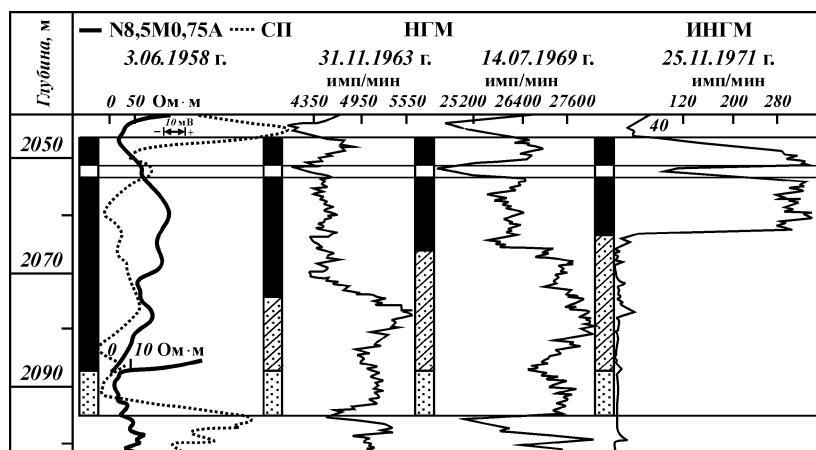


Рис. 113. Применение НГК для контроля за заводнением пластов, не вскрытых перфорацией.

Условные обозначения см. на рис. 112

ся также в фонтанных добывающих скважинах, в которых по каким-либо причинам часть пластов не перфорирована. Наиболее благоприятны для этой цели условия действующих добывающих скважин на месторождениях, где в разработку введены два или больше эксплуатационных объекта. В этих случаях для контроля за заводнением верхних неперфорированных объектов можно привлекать скважины, эксплуатирующие нижний объект, а скважины верхнего объекта можно использовать для контроля заводнения нижних, вскрытых бурением, но неперфорированных пластов. Однако это возможно при наличии ряда условий.

Как уже отмечалось, возможности выделения в разрезе скважины с неперфорированной колонной интервалов, заводненных закачиваемой пресной водой, обычно ограничены, так как с помощью нейтронных методов практически невозможно отличить интервалы, насыщенные нефтью, от интервалов, насыщенных пресной водой. Такие заводняющиеся интервалы могут быть выделены на ранних стадиях внедрения воды. При внутриконтурном заводнении это обусловлено тем, что в процессе движения по пласту первая порция закачиваемой воды осолоняется за счет остаточной минерализованной воды продуктивного пласта. В результате этого перед фронтом пресной воды обычно имеется оторочка минерализованной воды. При достаточной периодичности замеров ме-

тодами радиометрии в контрольных неперфорированных скважинах в краткий период прохождения оторочки осолоненной воды возможно выявить пласты или отдельные их интервалы, обводняющиеся закачиваемой пресной водой.

Это можно показать на примере неперфорированной контрольной скважины горизонта D_1 Ромашкинского месторождения (рис. 114). По данным электрометрии было установлено, что пласты «б» и «гд» полностью нефтенасыщены, а значительная часть пласта «в» (интервал 1756–1760 м) заводнена осолоненной закачиваемой водой. Через полгода по данным комплекса методов НГМ – ННМт определено, что пласт «в» полностью заводнен осолоненной водой (на это указывает смещение кривой ННКт влево относительно кривой НГК во всем интервале пласта).

Исследование с помощью того же комплекса через год показало, что нижняя часть пласта уже обводнена пресной водой (кривая ННКт вновь совместилась с кривой НГК). Верхняя часть этого пласта оставалась заводненной осолоненной водой. В то же время осолоненная вода внедрилась в нижнюю часть пласта «б» в интервале 1744–1751 м.

Через два года пласт «в» уже полностью заводнен пресной водой, пласт «б» в большей нижней части заводнен пресной, а в самой верхней части осолоненной водой; отмечено заводнение осолоненной водой нижней части пласта «гд». Еще через 11 лет пласт «б» полностью обводнился пресной водой, в пласте «гд» осталась нефтенасыщенной лишь самая верхняя его часть толщиной около 2 м, а остальная часть обводнена осолоненной водой.

Выделение в перфорированном многопластовом объекте заводненных пластов – значительно более сложная задача, требующая привлечения методов, основанных на изучении изменения по стволу скважины скорости потока жидкости, состава смеси, температуры и др. С помощью глубинного дебитомера выявляются работающие в скважине пласты. Затем определяется состав жидкости против работающих интервалов, для чего используются замеры диэлектрическим влагомером, гамма-плотномером или резистивиметром. На рис. 115 приведен пример определения в скважине обводненного интервала по комплексу дебитомер – плотномер. Скважина, в которой перфорированы три нефтяных пласта, работала с дебитом 150 м³/сут при обводненности 25 %. Глубинным дебитомером установлено, что работали в основном верхний и нижний пласты, на долю которых приходилось соответственно 53 и 42 % общего дебита жидкости в скважи-

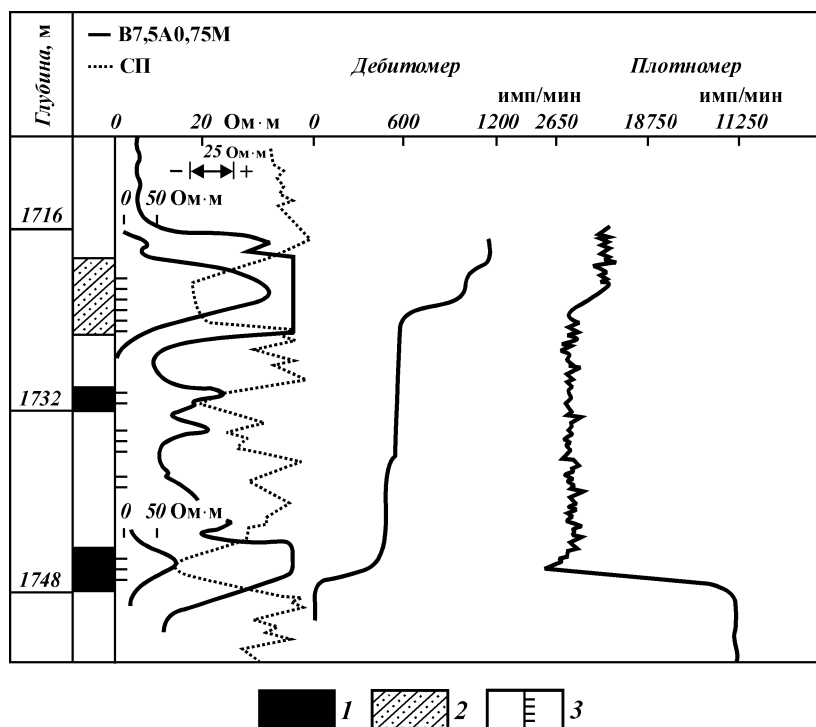


Рис. 115. Пример выделения заводняемого пласта по изменению скорости потока и состава жидкости в стволе работающей скважины.
 Пласты: 1 — нефтенасыщенные, 2 — заводненные закачиваемой водой; 3 — интервал перфорации

не. При исследовании скважины плотномером на глубине 1747 м по резкому увеличению интенсивности гамма-излучения установлена нижняя граница притока жидкости в скважину. Выше этой границы плотность жидкости минимальна, что свидетельствует о притоке из нижнего пласта безводной нефти и о наличии воды в зумпфе скважины. Еще выше, начиная с подошвы верхнего пласта (1725 м), плотность жидкости оказалась более высокой (интенсивность гамма-излучения повысилась), что указывает на приток из верхнего пласта воды вместе с нефтью.

Наиболее надежное выделение интервалов поступления воды таким способом обеспечивается, когда дебит скважин высок (более 100–120 м³/сут) и в колонне не происходит гравитационного разделения нефти и воды. При меньшем дебите

вода не полностью выносится на поверхность, часть ее скапливается в нижней части колонны и может частично или полностью перекрыть интервал перфорации. В результате эффективность способа снижается.

При небольшом дебите значительную помощь может оказать метод наведенной активности кислорода, при котором фиксируется движение по стволу скважины воды. На рис. 116 показан пример определения притока пресной воды в одной из добывающих скважин, в которой перфорированы два пласта, работающие с дебитом 8–10 м³/сут, при обводненности 60 %. По наведенной активности кислорода на глубине 1607 м четко выделяется нижняя граница притока воды в скважину. Кривые прямого и обращенного зондов сходятся. Судя по замеру плотномером, нижний пласт работает через столб воды в колонне безводной нефтью (методом наведенной активности кислорода движения воды по колонне против него не зафиксировано).

Применение термометрии для выделения обводненных пластов основано на том, что обычно в пласт нагнетается вода с температурой ниже пластовой. Фиксируя в стволе добывающей скважины интервалы с пониженной температу-

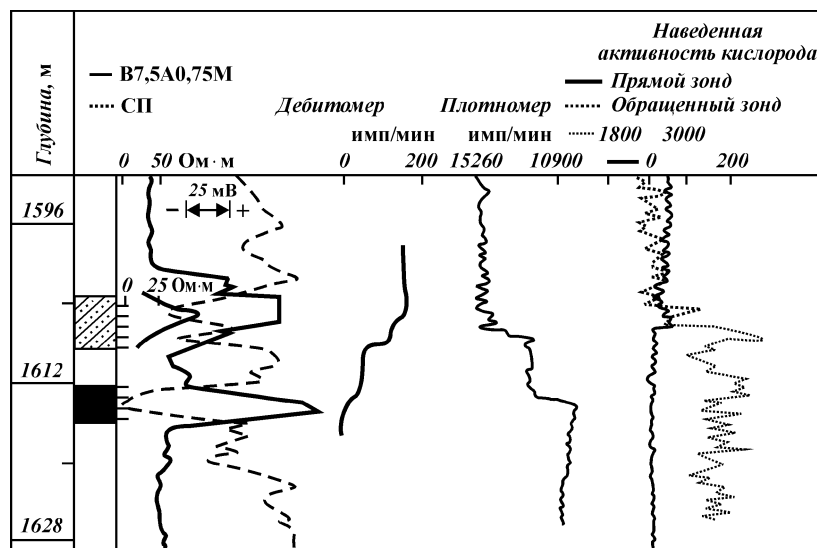


Рис. 116. Пример выделения заводняемого пласта методом наведенной активности кислорода.
Условные обозначения см. на рис. 115

рой, удастся выделить пласты, промытые закачиваемой водой. Но, поскольку фронт охлаждения отстает от фронта вытеснения, термометрия дает результаты по пластам, через которые прошли значительные объемы нагнетаемой воды.

Главная цель обобщения комплекса получаемых данных о заводнении продуктивного пласта – установление объема залежи, занятого водой в результате вытеснения нефти, и соответственно – границ размещения оставшихся запасов. Для этого по однопластовым объектам строят на определенные последовательные даты карты с выделением заводненных зон пласта и указанием причин (вида) заводнения; карты поверхности текущего ВНК; карты текущего положения контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды; карты заводненной толщины пластов; карты остаточной нефтенасыщенной толщины и др.

Эти карты могут быть построены каждая в отдельности или в виде совмещенной карты. Строят их с использованием всей полученной на определенную дату информации. Вначале проводят обработку комплекса первичного материала по каждой скважине, в процессе которой выделяют интервалы, заводненные пластовой и закачиваемой водой, устанавливая текущее положение ВНК, определяют обводненную и остаточную нефтенасыщенную толщину и т.п.

В качестве геологической основы используют карту пространства коллекторов разной продуктивности, карту охвата пластов воздействием или карту разработки, на которых показано положение начальных контуров нефтеносности.

Увязывая данные исследования заводнения пластов в скважинах с данными об эксплуатации скважин, определяют положение текущих контуров нефтеносности, выделяют зоны, заводняемые пластовой и закачиваемой водой, или проводят изопахиты заводненной либо остаточной нефтенасыщенной толщины, наносят изгибы текущей поверхности ВНК.

Построение карт следует начинать с участков, для которых имеется достаточный объем надежной информации, позволяющий установить закономерности заводнения пластов. Эти закономерности могут быть распространены на идентичные участки, менее освещенные исследованиями.

При изучении процесса заводнения многопластового объекта разработки наряду с данными о заводнении пластов в скважинах требуется информация не только о дебите и приемистости в целом по скважине, но и о работе (дебите, обводненности, приемистости) каждого пласта в отдельности.

Эту информацию получают с помощью глубинной потокометрии, влагометрии и других методов (см. § 3 главы XIV).

Названные выше карты строят для каждого пласта многопластового объекта. При этом всю информацию о заводнении и работе пластов, полученную по скважинам, по степени ее достоверности целесообразно разделить на несколько групп. К наиболее достоверным относят данные по скважинам, в которых перфорирован только один пласт, и данные, полученные методами радиометрии в неперфорированных контрольных скважинах. Данные средней достоверности получают по скважинам, в которых перфорировано несколько пластов, но из них работает только один. И наименее достоверны данные по скважинам, в которых перфорированы и работают несколько пластов.

Карты заводнения каждого пласта многопластового объекта строят подобно тому, как это было показано для однопластового объекта. При этом в первую очередь используются наиболее достоверные данные, которые затем дополняются менее достоверными.

В зависимости от особенностей строения пласта, применяемой системы разработки, специфики вытеснения нефти водой, количества и качества фактических данных карты заводнения могут строиться с разной степенью детальности. На рис. 117 приведены карты заводнения участка на многопла-

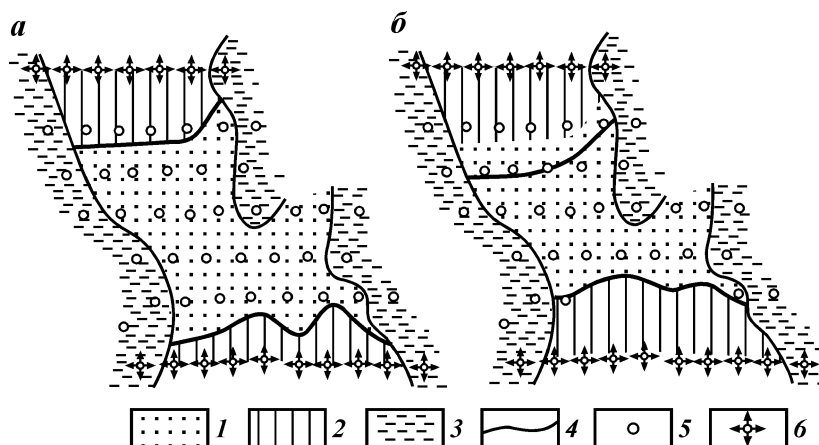


Рис. 117. Карты заводнения пласта на начало 1990 г. (†) и 1995 г. (·).
 Породы-коллекторы: 1 — высокопродуктивные нефтенасыщенные, 2 — высокопродуктивные с внедрившейся закачиваемой водой, 3 — малопродуктивные нефтенасыщенные; 4 — границы внедрения закачиваемой воды; скважины: 5 — добывающие, 6 — нагнетательные

товом объекте, разрабатываемого с внутриконтурным нагнетанием воды, составленные на две даты. При сравнении этих карт видно, что вода перемещается лишь по высокопродуктивным коллекторам, из низкопроницаемых коллекторов на этом участке нефть не вытесняется. Необходимо принимать меры по включению в процесс разработки таких частей залежи.

При наличии соответствующей информации на этих картах в зонах с внедрившейся водой можно было бы также выделить подзоны, промытые водой по всей толщине и с внедрением воды лишь по части толщины пласта. В последних можно было бы показать остаточную нефтенасыщенную и заводненную толщины.

Карты заводнения используют при определении мер по регулированию разработки, для прогнозирования обводненности добывающих скважин, оценки нефтеотдачи в заводненной зоне пласта, выявления невыработанных целиков нефти.

Из изложенного в главах XIII–XV настоящего учебника видно, что контроль состояния разработки нефтяных залежей – многоплановые трудоемкие, постоянно выполняемые исследования скважин и пластов, перманентное накопление и обобщение получаемых данных. Новые возможности для выполнения комплекса всех этих исследований и повышения эффективности контроля в целом появились в последние годы благодаря созданию компьютерных геолого-технологических моделей залежей, постоянно действующих в течение всего периода их разработки.

Глава XVI

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В РАЗНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Под регулированием разработки залежей нефти и газа понимается управление процессом извлечения УВ с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий. Регулирование заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, в создании благоприятных условий для дренирования запасов. Оно осуществляется на протяжении всего периода разработки залежи.

Необходимость постоянного регулирования процесса извлечения запасов нефти и газа определяется следующими обстоятельствами.

Как было указано выше, обоснование системы разработки производится по данным редкой сетки разведочных скважин, когда детали строения залежи обычно еще слабо изучены. Поэтому проектирование ведут исходя из средних параметров залежи, на базе ее приближенной модели. Вследствие этого принятая система разработки не в полной мере отвечает всем деталям строения объекта разработки и уже в период освоения залежи проектные решения требуется дополнять мероприятиями, необходимость которых вытекает из уточнения представлений об особенностях строения залежи, т.е. осуществлять регулирование разработки.

Следующее обстоятельство заключается в том, что разрабатываемая залежь представляет собой сложную динамическую систему, непрерывно меняющуюся во времени. По мере отбора запасов постоянно меняются условия их извлечения на отдельных участках и в целом по залежи. Уменьшаются чисто нефтяные зоны пласта, сокращается нефтенасыщенная толщина, меняются фонд скважин, его состояние и т.д. Это также требует постоянного развития ранее принятых технологических решений, перераспределения объемов добычи и закачки рабочего агента между скважинами и участками за-

лежи, принятия мер по вовлечению в разработку не охваченных воздействием зон и выявленных целиков нефти и т.д., т.е. проведения обширного комплекса мероприятий по регулированию разработки с учетом постоянно меняющихся условий выработки запасов.

Цели регулирования разработки подчинены требованиям, которые предъявляются к рациональным системам разработки. В первую очередь с помощью регулирования должна быть обеспечена предусмотренная проектным документом динамика добычи углеводородов по объекту разработки. На ранней стадии разработки ее регулирование должно способствовать выводу объекта на максимальный проектный уровень отбора нефти и газа за счет наиболее полного использования применяемой системы. Масштабы работ по регулированию динамики добычи возрастают в конце II и на III стадии разработки, когда решаются задачи сохранения максимального уровня добычи нефти и газа возможно более длительное время и замедления темпов последующего снижения добычи.

Другой важной целью регулирования разработки является достижение по залежи проектного коэффициента извлечения нефти. Условия для этого должны создаваться методами регулирования с самого начала ввода залежи в разработку и далее обеспечиваться на протяжении всего длительного периода разработки.

В четвертой стадии разработки особенно возрастает задача доизвлечения нефти из менее проницаемых прослоев коллекторов, "заблокированных" высокопроницаемыми обводненными прослоями.

Третья цель регулирования – всемерное улучшение экономических показателей путем максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеотдачи отбора попутной воды и др.

При искусственном воздействии на пласт регулирование разработки может осуществляться как через нагнетательные скважины – для обеспечения наиболее полного охвата объема залежи воздействием от закачиваемого агента, так и через добывающие скважины – для обеспечения охвата дренированием всего объема залежи. При разработке на естественных режимах регулирование производится только через добывающие скважины.

Для решения конкретных задач управления процессом разработки применяют большое количество методов и способов, которые можно объединить в две большие группы:

регулирование через пробуренные скважины без существенного изменения принятой системы разработки;

регулирование с изменением системы разработки (уплотнение сетки скважин, разукрупнение объектов разработки, изменение вида заводнения и др.).

Методы и способы регулирования разработки выбирают в зависимости от поставленных целей и задач, исходя из основных принципов регулирования и конкретных геолого-физических условий.

§ 2. ПРИНЦИПЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Под принципом регулирования разработки понимают главную направленность мероприятий по управлению процессом дренирования залежи. Разным геолого-физическим условиям отвечают свои принципы регулирования.

На нефтяных месторождениях в однопластовых объектах, характеризующихся однородным строением по площади и малой вязкостью нефти, разработка которых ведется на природном водонапорном режиме с законтурным или приконтурным заводнением или с разрезанием на широкие полосы (до 4 км), может быть принят принцип равномерного перемещения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды к центральному стягивающему ряду (рис. 118). Реализация этого принципа в указанных геологических условиях возможна, поскольку нагнетательные скважины характеризуются примерно одинаковой приемистостью, а добывающие скважины – близкими дебитами. Равномерное перемещение контуров нефтеносности обеспечивает минимальные потери нефти в пласте на линиях стягивания контуров. Эти потери в других геологических условиях, когда невозможно

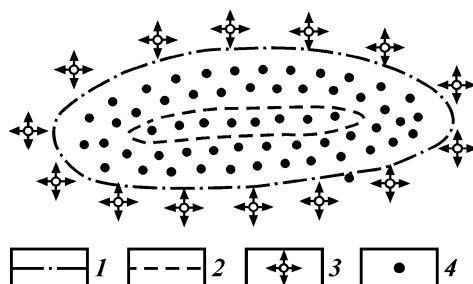


Рис. 118. Равномерное стягивание контура нефтеносности в однопластовом однородном объекте.

Контур нефтеносности: 1 – начальный, 2 – текущий; скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

обеспечить равномерное перемещение контуров, могут быть значительными.

В однопластовом объекте маловязкой нефти с закономерной зональной микронеоднородностью пласта, разрабатываемом с теми же методами воздействия, принцип равномерного стягивания контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды не может быть реализован. Это обусловлено резким различием приемистости нагнетательных скважин и дебитов добывающих скважин, расположенных в зонах высокой и низкой проницаемости пласта. Выравнивание дебитов и приемистости во всех скважинах – задача нереальная, так как повысить дебиты и приемистость скважин, расположенных в малопродуктивных зонах, до их уровня в высокопродуктивных зонах технически невозможно, а ограничение их в скважинах высокопродуктивных зон приведет к общему снижению добычи по залежи и удлинит сроки разработки. Поэтому в указанных геологических условиях может быть целесообразным принцип ускоренной выработки более продуктивных зон залежи. Ускоренное продвижение контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном заводнении) или фронта закачиваемой воды (при внутриконтурном заводнении) обеспечивает опережающую выработку и заполнение более продуктивных зон пласта, т.е. "естественное" разрезание залежи контурной или закачиваемой водой на отдельные блоки с низкой проницаемостью (рис. 119). При реализации этого принципа "естественное" разрезание форсируется путем увеличения приемистости нагнетательных скважин и отбора жидкости из добывающих скважин, расположенных в высокопродуктивных зонах. В последующем в заводненных зонах часть выполнивших свое назначение добывающих скважин переводится под нагнетание воды для повышения темпов выработки запасов из малопродуктивных зон залежи путем усиления воздействия на них.

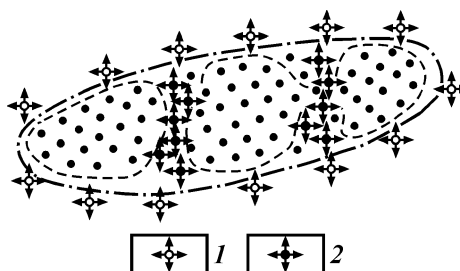


Рис. 119. Нагнетание воды в пласт по линиям "естественного" разрезания залежи. Скважины: 1 – первой очереди, 2 – второй очереди; остальные условные обозначения см. на рис. 118

Многопластовые объекты обычно разрабатываются с внутриконтурным заводнением. Наилучшим принципом регулирования разработки таких объектов является принцип равнотемпературной выработки всех пластов по разрезу при равномерном продвижении по ним контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды. Реализация этого принципа возможна лишь в том случае, если пласты объекта разработки имеют одинаковую продуктивность и относительно однородны по площади. Но такие условия в природе встречаются крайне редко. В большинстве случаев многопластовые объекты характеризуются существенной изменчивостью физических свойств в пределах всех или части пластов и различием в средних значениях свойств пластов.

При определении принципиального подхода к регулированию разработки многопластовых объектов решающую роль играют особенности их строения и различия фильтрационных свойств.

Нередко по разрезу многопластового объекта толщина и проницаемость пластов возрастают сверху вниз. В этих условиях применим принцип ускоренной выработки каждого нижележащего пласта по сравнению с вышележащим. При этом регулирование направлено на опережающую выработку нижнего пласта при обеспечении возможно более полного включения в разработку верхних пластов, хотя и более низкими темпами. По мере заводнения нижний пласт выключают из разработки путем его отключения в добывающих, а затем и в нагнетательных скважинах. Подобным образом осуществляется опережающая выработка следующего вышележащего пласта. В конечном счете обеспечиваются темпы выработки пластов, уменьшающиеся снизу вверх.

Многие многопластовые объекты характеризуются тем, что слагающие их пласты высокой продуктивности расположены в верхней части объекта. В таких случаях может реализовываться принцип опережающей выработки наиболее продуктивного и содержащего основные запасы пласта независимо от того, в какой части разреза объекта разработки он находится. Одновременно целью регулирования является максимально возможная интенсификация выработки других пластов. Это необходимо для того, чтобы к моменту обводнения основного пласта в нижних пластах осталось как можно меньше запасов, так как довыработка их будет происходить в усложненных условиях из-за недостаточной надежности применяемых методов изоляции верхних обводнившихся пластов объекта.

При резкой геологической неоднородности и примерной равноценности всех пластов объекта принципиальная направленность регулирования заключается в возможно более полном вовлечении в работу всех пластов при максимальном уменьшении различий в темпах их выработки.

При массивном строении залежей с большим этажом нефтеносности, когда при разработке происходит подъем ВНК, целесообразен принцип регулирования разработки, предусматривающий обеспечение относительно равномерного подъема ВНК по всей площади залежи. Осуществляют это путем изоляции (отключения) интервалов перфорации и последовательного переноса перфорации вверх по разрезу по мере подъема ВНК (рис. 120), с установлением оптимальных режимов работы добывающих скважин.

При определении принципов регулирования разработки

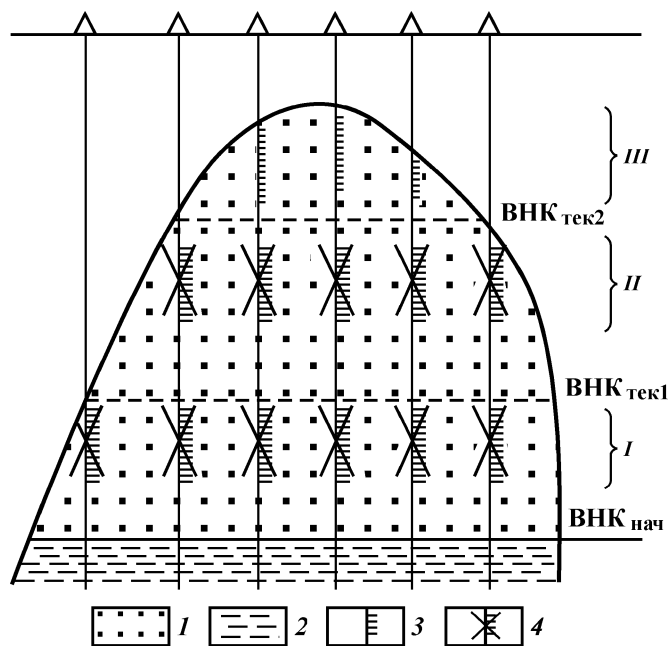


Рис. 120. Последовательный перенос интервалов перфорации при разработке массивной залежи.

Коллекторы: 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные; 3 – интервалы перфорации; 4 – изолированные интервалы перфорации; I, II, III – последовательные этапы перфорации

газонефтяных залежей исходят из того, что нефть вытесняется водой более полно, нежели газом за счет расширения газовой шапки. Поэтому в условиях природного активного напора контурных вод или приконтурного заводнения реализуют принцип регулирования разработки, предусматривающий обеспечение неподвижности ГНК и возможно более равномерного подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности. Неподвижность ГНК обеспечивают, регулируя отбор газа из газовой шапки таким образом, чтобы давление в газовой шапке все время оставалось равным пластовому давлению в нефтяной части залежи (излишний отбор газа приведет к подъему ГНК, т.е. к внедрению нефти в газовую шапку, причем значительную часть этой нефти впоследствии не удастся извлечь).

В условиях применения барьерного заводнения на газонефтяных залежах принципиальной направленностью регулирования разработки является создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенной частями пласта.

При разработке нефтегазовой залежи на газонапорном режиме (при вытеснении нефти газом за счет опускания ГНК), когда преобладающим видом энергии служит энергия расширяющегося газа газовой шапки, основная цель регулирования заключается в рациональном использовании энергии газа. Осуществляют этот принцип путем регулирования отборов жидкости, попутного газа и оптимального выбора интервалов перфорации.

При определении принципиального подхода к регулированию разработки газовой залежи исходят из природного режима, при котором происходит ее эксплуатация. В условиях газонапорного режима основная задача регулирования заключается в максимальном снижении непроизводительных потерь давления в пласте. Для осуществления этого принципа выравнивают давление по объему залежи путем перераспределения отбора газа из залежи по отдельным добывающим скважинам.

При упругогазодонапорном режиме работы газовой залежи регулирование разработки направлено на обеспечение равномерного подъема ГВК и продвижения контуров газеносности, на уменьшение опережающего продвижения воды по более проницаемым прослоям. Реализация этого принципа заключается в воздействии на динамику обводнения скважин путем установления оптимальных уровней отбора по скважинам с учетом характера неоднородности пласта.

При вытеснении нефти водой на завершающей стадии разработки нефтяных залежей принципиальное значение приобретает регулирование для извлечения нефти, оставшейся в малопроницаемых прослоях пластов, в основном обводнившихся.

§ 3. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ БЕЗ СУЩЕСТВЕННОГО ИЗМЕНЕНИЯ ПРИНЯТОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Значительная часть задач регулирования разработки может быть решена путем управления процессом разработки без коренных изменений принятых проектным документом технологических решений. Современные системы разработки нефтяных месторождений с заводнением имеют значительные возможности по регулированию процесса разработки с помощью пробуренных в соответствии с проектным документом нагнетательных и добывающих скважин. Путем проведения по скважинам различных геолого-технических мероприятий можно включать неработающие части залежей, интенсифицировать и замедлять разработку в действующей части объема залежи для реализации принятого принципа регулирования. К числу таких мероприятий относятся:

- оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;

- установление оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин;

- изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пластах;

- воздействие на призабойную зону скважин; проведение гидроразрывов пластов;

- применение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) при многопластовом строении объекта;

- изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение полностью обводнившихся скважин и пластов.

Установление технологического режима работы нефтяных добывающих скважин. Под режимом работы скважины понимают установленные на определенный период показатели ее эксплуатации, а также обеспечивающие это технические решения.

Режим работы добывающих скважин по каждому объекту

разработки устанавливается промыслово-геологической службой нефтедобывающего предприятия на период от одного до шести месяцев в зависимости от скорости изменения условий эксплуатации скважин. При этом по каждой скважине с учетом ее местоположения на объекте и продуктивности пластов соответствующим документом задаются нормы суточного отбора нефти, число дней работы, забойное и устьевое давление, обводненность, газовый фактор, определяется способ эксплуатации скважины; для фонтанной скважины устанавливается диаметр штуцера, а для механизированной – характеристика скважинного оборудования и параметры его работы.

Установление технологического режима работы скважин – оптимизационная задача, предусматривающая на определенный период распределение проектной (плановой) добычи нефти по объекту между добывающими скважинами и пластами, обеспечивающее рациональное выполнение показателей разработки.

Главное при установлении технологического режима работы скважин – обоснование норм отбора нефти из каждой добывающей скважины. Различают технические и технологические нормы отбора из добывающих скважин.

Под **технической нормой** отбора понимают максимально допустимый дебит нефти по скважине, если по той или иной причине он ограничен по сравнению с технологической нормой. Одна из причин ограничения дебита заключается в недостаточной производительности оборудования, применяемого для подъема жидкости, не соответствующей производительности скважины. Нормы отбора могут ограничиваться требованиями безаварийной эксплуатации скважин. В частности, недопустимо снижение забойного давления ниже критического, при котором может произойти слом (смятие) колонны или нарушиться герметичность цементирования. При слабой цементированности продуктивных пластов ограничение дебита должно производиться с целью предотвращения пробкообразования в скважине в результате разрушения и выноса породы. При изотропном строении пласта в водонефтяной и подгазовой зонах ограничение дебита нефти вызывается необходимостью предотвращения образования конусов воды и газа.

Технические нормы отбора обычно остаются постоянными длительное время и меняются только после проведения каких-либо геолого-технических мероприятий, таких как смена оборудования, обработка призабойной зоны скважин, дополнительная перфорация и т.п.

Под технологической нормой отбора понимают максимально возможный дебит скважины, величина которого не ограничивается техническими возможностями, а зависит от принятой проектным документом динамики добычи по объекту в целом, принятого принципа регулирования, продуктивности пластов, закономерностей обводнения скважин, состояния пластового давления и т.п.

Рассмотрим влияние перечисленных факторов на технологическую норму суточного отбора из скважины.

Проектным документом обычно обосновываются уровни добычи нефти по каждому объекту в целом или с разделением его между зонами с разным характером нефтегазонасыщения. Технологический режим должен составляться таким образом, чтобы проектный уровень добычи по объекту был оптимально распределен между действующими в этот период скважинами и сумма норм отбора по ним соответствовала этому уровню.

Нормы отбора, установленные с учетом продуктивности скважин, могут отвечать принятому принципу регулирования разработки объекта. В других случаях принятый принцип регулирования может потребовать внесения определенных корректив в нормы отбора по части скважин. Например, при необходимости равномерного продвижения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды по скважинам, расположенным на участках, где отмечается опережающее продвижение воды, нормы отбора должны быть уменьшены, а по скважинам, расположенным на участках, где продвижение воды отстает, они должны быть увеличены.

При реализации принципа регулирования, предусматривающего опережающее продвижение воды по более продуктивным зонам пласта, в расположенных в пределах этих зон скважинах нормы отбора следует увеличить. Аналогичные коррективы вносятся и при других принципах регулирования.

В технологических режимах наряду с нормами отбора нефти по скважинам устанавливаются нормы отбора жидкости, которые определяются с учетом обеспечения оптимальной динамики обводненности продукции по объекту разработки. При этом необходимо выделить главные факторы, оказывающие в данный период времени доминирующее влияние на динамику обводнения, и принять правильное решение по их учету.

При внедрении законтурного и приконтурного заводнения или разрезании залежи на широкие полосы (т.е. при малой вязкости нефти, относительно однородном строении и высо-

кой проницаемости продуктивных пластов) обводнение скважин на разных стадиях разработки при нормировании отборов учитывается следующим образом.

На I стадии разработки залежей, когда обводненность продукции по скважинам обычно невелика, ее можно не учитывать при установлении технологических норм отбора.

К концу II стадии, при подходе внутреннего контура нефтеносности или фронта закачиваемой воды к внешнему добывающему ряду, с целью выравнивания фронта и замедления обводнения скважин этого ряда целесообразно уменьшить нормы отбора из них, одновременно увеличив нормы отбора из безводных скважин внутренних рядов.

На III стадии разработки значительная часть скважин внешних рядов в связи с их высокой обводненностью выводится из эксплуатации. Это вызывает необходимость дальнейшего увеличения отбора жидкости из скважин внутренних рядов.

На IV стадии на участках с повышенной неоднородностью пластов целесообразно форсирование отборов жидкости, т.е. значительное увеличение норм отбора жидкости. Форсирование проводится как по действующим, так и по ранее остановленным скважинам.

При повышенной вязкости нефти, низкой проницаемости коллекторов и значительной неоднородности продуктивных пластов, когда применяются разрезание залежи на узкие полосы, площадные и избирательные системы воздействия, обводнение скважин начинается уже на I стадии разработки, и примерно к середине III стадии практически весь фонд скважин оказывается обводненным до 50–80 %. В дальнейшем обводненность продукции скважин возрастает меньшими темпами.

В этих условиях регулирование разработки путем изменения норм отбора по отдельным скважинам не дает результатов. В обеспечении запроектированных уровней добычи нефти и нефтеотдачи основное значение приобретает постепенное наращивание отбора жидкости по всему фонду действующих скважин, обуславливающее замедление падения дебита нефти и более эффективную промывку пласта.

Состояние пластового давления при установлении норм отбора учитывается в основном на I стадии разработки при дефиците закачки воды и существенном снижении пластового давления на отдельных участках залежи. По добывающим скважинам, расположенным на участках со сниженным пластовым давлением, нормы отбора необходимо ограничивать,

чтобы не допустить снижения пластового давления ниже давления насыщения более чем на 10–15 % и тем самым предотвратить развитие режима растворенного газа, ведущего к снижению нефтеотдачи.

Установление режимов работы нагнетательных скважин. При разработке залежей нефти с заводнением в ее регулировании особо важную роль играет нормирование закачки воды как по каждой скважине, так и по каждому пласту многопластового объекта в целом.

В условиях существенного развития фильтрационных свойств пластов закачка воды в каждый из них в объемах, соответствующих заданным отборам жидкости из участков пластов, прилегающих к тем или иным нагнетательным скважинам, – основной способ регулирования разработки.

При установлении норм закачки необходимо исходить из того, что на объекте в целом и на каждом участке, находящемся в сфере действия той или иной группы нагнетательных скважин, объем закачиваемой воды должен компенсировать объем отбираемой жидкости (нефти и воды). Показатели компенсации должны находиться в полном соответствии с поведением пластового давления. Если накопленная с начала разработки закачка воды меньше накопленного отбора жидкости, среднее пластовое давление по залежи (участку) будет ниже начального; при избыточной накопленной закачке среднее пластовое давление возрастает по сравнению с начальным. При недостаточной текущей (годовой) компенсации отбора жидкости закачкой должно происходить снижение среднего пластового давления, а при избыточной текущей компенсации давление должно возрастать.

Если накопленная компенсация отбора закачкой по объекту (участку) достигнута, то в технологическом режиме работы нагнетательных скважин норма закачки воды должна быть равной норме отбора жидкости, установленной технологическим режимом работы по сумме дебитов добывающих скважин на тот же период времени (или превышать ее не более чем на 5–10 % с учетом возможных потерь воды).

Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды по объекту (участку) меньше 100 %, то для покрытия дефицита закачки воды на некоторый период нормы закачки устанавливают технологическим режимом работы нагнетательных скважин больше норм текущих отборов жидкости на 20–30 % и более, исходя из производительности применяемого для закачки воды оборудования и приемистости действующих нагнетательных скважин.

При больших размерах залежи и значительной неоднородности объекта разработки с целью обеспечения наиболее полного охвата пласта воздействием по площади нормы закачки воды следует устанавливать сначала для групп нагнетательных скважин, расположенных на участках с различной характеристикой пласта, и только после этого в пределах участков – для каждой скважины.

Выделение участков производят на основе детального изучения строения пластов и взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин. При внутриконтурном заводнении целесообразно, чтобы каждый участок включал в себя отрезок разрезающего ряда нагнетательных скважин с прилегающими к нему с двух сторон рядами добывающих скважин. Для удобства желательно границы между участками проводить так, чтобы в многопластовом объекте они совпадали по всем пластам и были постоянными в течение всего периода разработки.

Для многопластового объекта разработки норма закачки воды для объекта в целом и для участков должна быть распределена между отдельными пластами. Для обеспечения этих норм необходимо учитывать объем поступающей в каждый пласт воды с помощью глубинных расходомеров. При несоответствии объемов воды, поступающей в пласты, нормам отбора жидкости из этих пластов необходимо принимать меры по увеличению приемистости слабопринимających пластов (увеличение давления нагнетания, селективный гидроразрыв, применение оборудования для одновременно-раздельной закачки), ограничивать приемистость пластов с излишней закачкой, а при необходимости осваивать дополнительные нагнетательные скважины селективно на пласты с недостаточной закачкой воды.

Установление технологического режима работы газовых скважин. Объемы текущего отбора газа из газоносного пласта или объекта в целом устанавливаются проектными документами на разработку месторождения. Этот объем добычи газа распределяется между отдельными скважинами. Сумма норм отбора по скважинам должна быть равна проектной норме отбора по объекту в целом.

Технологические режимы работы газовых скважин составляют ежеквартально. В них предусматриваются дебиты скважин, забойные давления (рабочие депрессии), давление и температура на буфере и в затрубном пространстве, количество жидких компонентов (конденсата, воды) и твердых примесей. При составлении технологических режимов рабо-

ты отдельных скважин учитывают различные технологические и технические ограничения, включая требования по регулированию разработки. К числу таких ограничивающих факторов относятся разрушение призабойной зоны пласта, образование конусов и языков обводнения, техническое состояние скважин, температурный режим работы скважин, условия сбора и транспорта газа и др.

В зависимости от конкретных условий и действующих в данный период ограничений в скважинах могут устанавливаться следующие режимы: постоянного градиента давления; постоянной депрессии; постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта; постоянного давления на устье (головке) скважины; постоянного дебита.

Для скважин, эксплуатирующих пласты, сложенные неустойчивыми породами, с целью предотвращения разрушения призабойной зоны и выноса песка, приводящего к разъеданию подземного и наземного оборудования и образованию песчаных пробок, в технологическом режиме предусматривается постоянный градиент давления против фильтра эксплуатационной колонны. Максимальный градиент давления, при котором не происходит разрушения призабойной зоны, определяется опытным путем в процессе исследования скважин на разных штуцерах.

В случае возможности образования конусов и языков обводнения в скважинах, расположенных в газовой зоне, расчетным или опытным путем устанавливаются максимально допустимые депрессии, из которых и исходят при установлении режима работы скважины в данных условиях.

При разработке газовых месторождений на газовом режиме, когда пластовые или контурные воды не внедряются в залежь, путем выбора оптимального режима работы скважин добиваются предотвращения непроизводительных потерь пластовой энергии. За счет этого продлевается период бескомпрессорной эксплуатации, сокращается потребность в мощности дожимных компрессорных станций и установок искусственного холода.

При разработке газоконденсатных месторождений на режиме истощения проектный (плановый) отбор по скважинам также следует распределять так, чтобы до минимума сократить потери пластовой энергии. Это обеспечивает повышение конденсатоотдачи пласта.

Во всех этих случаях при установлении технологических режимов работы газовых скважин оптимальные дебиты и забойные давления можно определять как с помощью гидро-

динамических расчетов или электромоделирования процесса разработки, так и на основании опытной подборки, путем опробования работы скважин на разных штуцерах.

В газовых скважинах, эксплуатируемых при низких пластовых давлениях, возможно гидратообразование в призабойной зоне пласта. Его предотвращают путем установления соответствующей депрессии на пласт, определяемой расчетным путем. Иногда, особенно на газовых месторождениях в северных районах страны, при малых дебитах скважин в связи со значительным влиянием теплообмена с окружающими породами возможно гидратообразование в стволе скважин. В этих случаях при установлении режимов работы скважин дебиты должны приниматься выше критических, устанавливаемых расчетным путем.

Технологический режим с заданным давлением на устье (головке) скважины устанавливается в случае необходимости дальней транспортировки газа при отсутствии или недостатке мощности дожимных насосных станций. Цель технологического режима с заданным во времени дебитом – бесперебойное обеспечение газом потребителей, особенно в зимнее время.

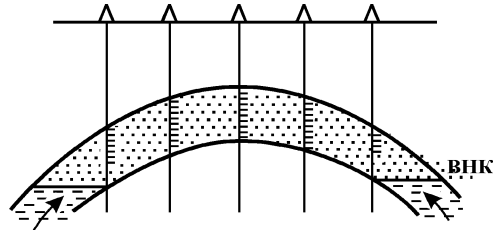
Обоснование выбора интервалов перфорации. Положение интервалов перфорации в действующих скважинах в значительной мере определяет характер движения флюидов по продуктивным пластам при их разработке. Путем выбора интервалов перфорации или их переноса можно регулировать степень охвата объема залежи разработкой, создавать более благоприятные условия для движения нефти, сокращать количество попутно добываемой воды.

При обосновании выбора интервалов перфорации исходят из того обстоятельства, что для повышения охвата нефтяной залежи разработкой желательно максимальное вскрытие перфорацией всей нефтенасыщенной толщины продуктивного разреза, а для продления безводного и безгазового периодов работы скважин и ограничения отбора попутной воды оказывается целесообразным вскрывать только часть нефтенасыщенной толщины объекта. Причем в зависимости от строения объекта и применяемой системы разработки может быть разный подход к решению этой задачи.

Ниже характеризуется подход к выбору интервалов перфорации при разработке нефтяного объекта на естественном водонапорном режиме и при законтурном или приконтурном заводнении продуктивных пластов.

Однопластовый нефтяной объект разработки с узкой водонефтяной зоной (рис. 121). Как указывалось ранее, при

Рис. 121. Перфорация продуктивного пласта однопластового объекта разработки с узкой водонефтяной зоной.
Условные обозначения см. на рис. 120



законтурном или приконтурном заводнении добывающие скважины обычно размещаются в пределах внутреннего контура нефтеносности. В этих случаях для обеспечения полноты охвата залежи разработкой в скважинах внутренних рядов продуктивный пласт перфорируют по всей толщине. В скважинах внешних рядов для продления безводного периода их эксплуатации целесообразно перфорировать только верхнюю часть пласта (50–70 % нефтенасыщенной толщины).

Однопластовый объект разработки с широкой водонефтяной зоной (рис. 122). Пластовые залежи с широкими водонефтяными зонами или повсеместно подстилаемые подошвенной водой обычно разбуриваются по всей площади, за исключением периферийной части с малой нефтенасыщенной толщиной. Вытеснение нефти по таким объектам обычно сопровождается подъемом ВНК. Для продления безводного

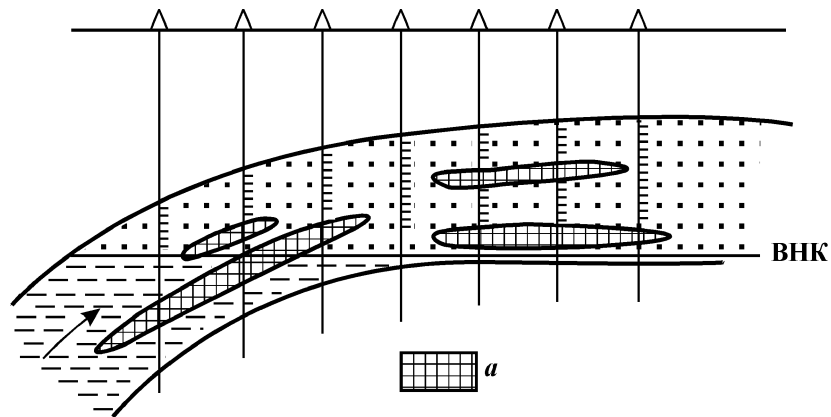


Рис. 122. Перфорация продуктивного пласта однопластового объекта разработки с широкой водонефтяной зоной:
а — непроницаемые породы; остальные условные обозначения см. на рис. 120

периода работы добывающих скважин, расположенных в пределах водонефтяной зоны, интервалы перфорации в них располагают на некотором удалении от поверхности ВНК (на 2–4 м). В ближайших к внутреннему контуру скважинах чисто нефтяных зон нижняя часть пласта также не перфорируется. Чем выше вертикальная проницаемость пласта и чем он однороднее, тем на большем расстоянии от ВНК можно располагать нижние перфорационные отверстия.

При наличии на уровне ВНК или несколько выше его непроницаемого пропластка со значительной площадью распространения пласт перфорируют до кровли непроницаемого прослоя.

В законтурных (приконтурных) нагнетательных скважинах пласт перфорируют по всей эффективной толщине. Во внутриконтурных нагнетательных скважинах перфорируется вся нефтенасыщенная толщина пласта.

Многопластовый объект разработки (рис. 123). В многопластовых объектах вытеснение нефти водой обычно происходит преимущественно в результате послойного продвижения воды. В этих условиях в добывающих и нагнетательных скважинах, расположенных в пределах внутреннего контура нефтеносности, все продуктивные пласты (прослои) объекта перфорируют по всей их нефтенасыщенной толщине.

В водонефтяной зоне в каждой добывающей скважине нефтенасыщенный пласт, являющийся в ней нижним, перфорируют в том случае, если пласт прерывист и нефть на этом участке не может быть вытеснена к забоям скважин, расположенным в следующем (по ходу движения жидкости) эксплуатационном ряду. Если нефть из нижнего пласта может быть вытеснена к забоям других добывающих скважин, этот пласт обычно не перфорируют. В нагнетательных скважинах перфорируют все пласты.

Массивная залежь с большим этажом нефтеносности (см.

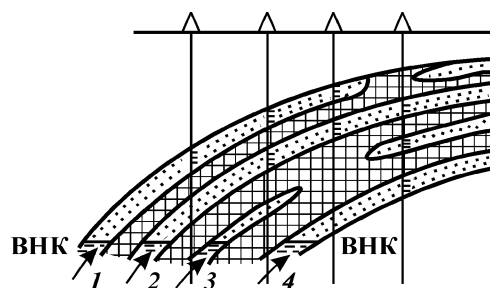


Рис. 123. Перфорация продуктивных пластов многопластового объекта разработки:

1–4 — индексы пластов-коллекторов; остальные условные обозначения см. на рис. 120

рис. 120). В таких залежах вытеснение нефти водой происходит преимущественно за счет подъема ВНК. В этих условиях, особенно при неоднородном по проницаемости коллекторе, придерживаясь ранее описанного принципа регулирования, в добывающих скважинах обычно перфорируют интервалы нефтенасыщенной толщины снизу вверх. Сначала в скважине перфорируют интервал 20–40 м в нижней части залежи, удаленный от начального ВНК на 10–15 м. Эксплуатация скважины продолжается до ее обводнения в результате подъема ВНК. После этого обводненный интервал изолируют и перфорируют следующий вышележащий интервал с некоторым отступлением от текущего ВНК. Количество переносов интервалов перфорации в каждой скважине зависит от высоты залежи, положения скважины на структуре, характера и степени неоднородности продуктивного разреза.

В редких случаях, когда пласт-коллектор характеризуется однородным строением и другими весьма благоприятными условиями (активный водонапорный режим, значительная проницаемость коллектора, низкая вязкость нефти), значительный охват объема залежи вытеснением может быть обеспечен при перфорации с начала разработки только верхней части продуктивного разреза.

Сводовая газонефтяная залежь, подстилаяемая водой (рис. 124). При разработке нефтяных оторочек, приуроченных к монолитным пластам, основные сложности заключаются в образовании конусов воды и газа в призабойной зоне скважин, приводящем к быстрому обводнению и загазированию скважин в процессе их эксплуатации. Для предотвращения этого явления в каждой скважине должно выбираться оптимальное положение интервала перфорации, при котором нижние перфорационные отверстия находятся на определенном удалении от ВНК, а верхние – от ГНК. Одновременно

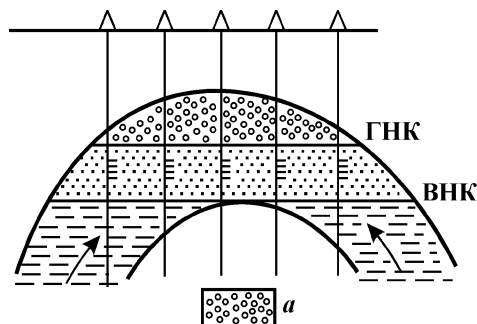


Рис. 124. Перфорация нефтенасыщенной части пласта сводовой газонефтяной залежи, подстилаяемой водой: а – газонасыщенные коллекторы; остальные условные обозначения см. на рис. 120

обосновывается и устанавливается предельный дебит скважин, при котором вершины конусов не достигают интервалов перфорации, благодаря чему скважины длительное время не обводняются и не загазовываются.

Обоснование оптимального положения интервала перфорации в сочетании с предельным безводным и безгазовым дебитом можно проводить расчетным или опытным путем.

При резко анизотропном строении пласта, связанном с наличием непроницаемых прослоев, интервал перфорации следует размещать под ближайшим непроницаемым прослоем. Если в процессе разработки залежи происходит постепенное перемещение ГНК и ВНК в связи с уменьшением толщины нефтяного слоя, то безводный и безгазовый дебиты следует постепенно уменьшать.

При **внутриконтурном заводнении** во внутреннем контуре нефтеносности добывающих и нагнетательных скважинах обычно перфорируется вся нефтенасыщенная толщина эксплуатационного объекта.

Регулирование разработки воздействием на призабойную зону скважин. На процесс выработки запасов существенно влияет состояние призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому целенаправленное изменение фильтрационных свойств в прискважинной зоне относится к эффективным средствам регулирования разработки.

Эта работа начинается уже на этапе бурения скважин. Фильтрационные свойства пластов ухудшаются в процессе вскрытия их при бурении (первичное вскрытие) и при перфорации (вторичное вскрытие). Это связано с избыточным гидродинамическим перепадом давления между заполненным промывочным раствором стволом скважины и пластовым давлением, также с недостаточным качеством раствора. Вследствие высокой плотности бурового раствора (около 1,2 г/см³) и высокой водоотдачи (5–40 см/ч) в призабойную зону пласта проникает его фильтрат на расстояние до 2–3 м от стенки скважин, а в поры пласта на глубину до 3–5 см проникают глинистые частицы.

Происходит частичная закупорка пор прискважинной зоны пластов раствором, разбухание глинистых частиц пласта, образуются стойкие водонефтяные эмульсии, снижается фазовая проницаемость для нефти. Столь же отрицательные явления происходят и при вторичном вскрытии.

Закупорка пор происходит также и при цементировании скважины.

В результате таких воздействий проницаемость и соответ-

ственно продуктивность скважин может снижаться в 2–3 раза и более.

Такой подход к вскрытию пластов преобладал в те периоды, когда страна обладала богатой сырьевой базой, в разработку вводились высокопродуктивные залежи. В процессе освоения скважин и в начальный период их эксплуатации часть фильтрата бурового раствора и глинистых частиц выносилась из пласта и призабойная зона частично очищалась. В результате, несмотря на то что природные возможности пластов использовались не полностью, достигались достаточно высокие дебиты скважин и этот вопрос не вызывал достаточной озабоченности.

В последние годы в разработку вводятся в основном залежи с низкими коллекторскими свойствами. Чем хуже коллекторские свойства пластов, тем меньше возможный природный дебит скважин и тем сильнее ухудшаются их свойства при завершении строительства скважин.

Результат всего этого – настолько низкие дебиты скважин, что разработка залежей оказывается экономически нерентабельной.

Таким образом, возникла серьезная проблема поиска и применения новых технологий заканчивания скважин при бурении. Эта проблема решается довольно активно.

Создан целый набор оптимальных рецептур промывочных жидкостей для первичного и вторичного вскрытия пластов. В целом эти рецептуры направлены на максимально возможное снижение гидростатического давления столба промывочной жидкости в скважине на призабойную зону вскрываемых пластов и на предотвращение отрицательного физико-химического воздействия этой жидкости на нефтенасыщенность породы-коллектора. Созданы и применяются полимер-глинистые растворы с уменьшенным содержанием глинистой фракции, растворы высокомолекулярных полимеров, аэрированные жидкости, газожидкостные смеси на основе водного раствора полимера, жидкости на основе пластовой минерализованной воды, обработанные полимером и полиспиртами и др.

При цементации скважины также решается задача уменьшения перепада давления на продуктивный пласт, интервал продуктивного пласта подготавливается к цементажу путем прокачки буферной жидкости, ограничивающей поступление фильтрата и твердых частиц тампонирующих смесей.

При перфорации наряду с мероприятиями по исключению проникновения в пласт фильтрата и твердых частиц раствора

производят вскрытие пластов с применением специальных конструкций перфораторов, не наносящих вреда структуре пустотного пространства, а также конструкций, обеспечивающих возможно большую глубину перфорационных каналов – вплоть до 60–70 см, вместо достигаемых при традиционной перфорации 20–25 см.

Большое внимание уделяют технологии освоения новых скважин, не только добиваясь обеспечения их природной продуктивности, но, по возможности, и повышая ее сверх природной, путем обработки призабойной зоны пластов. В комплекс мероприятий при этом входят дренирование пласта, обработка призабойной зоны растворами на углеводородной основе, гидравлический разрыв пластов, при повышенной вязкости нефти – термическая обработка и др.

В процессе дальнейшей эксплуатации обработка призабойных зон может неоднократно повторяться. Большое внимание необходимо уделять улучшению профилей притока добывающих скважин и профилей приемистости нагнетательных скважин, что особенно важно для регулирования разработки многопластовых и неоднородных по толщине однопластовых объектов.

Для решения этой задачи проводят следующие мероприятия:

проводят выборочную дополнительную перфорацию и направленный гидроразрыв менее проницаемых пластов;

повышают давление нагнетания воды, обеспечивающее приемистость ранее не принимавших воды малопроницаемых пластов;

уменьшают приемистость высокопроницаемых пластов (прослоев) путем их частичной закупорки нагнетанием химических реагентов, пен, воды с механическими добавками, загущенной воды;

снижают забойное давление в добывающих скважинах, способствующее включению в работу малопродуктивных пластов;

организуют отдельную закачку воды в пласты с различной проницаемостью и отдельный отбор жидкости из этих пластов путем их разобщения с применением специального оборудования.

Регулирование разработки с помощью оборудования для одновременно раздельной работы нефтяных пластов в скважине. Применение специального оборудования создает условия для независимого регулирования эксплуатации пластов с различной проницаемостью. Это оборудование позво-

ляет с помощью пакера разобщить в стволе скважины два пласта (или две группы пластов) и вести отбор из каждого пласта (или закачку) по своей колонне насосно-компрессорных труб или одного из них по насосно-компрессорным трубам, а другого – по межтрубному пространству.

Применению одновременно отдельной эксплуатации в целях регулирования разработки должен предшествовать некоторый период совместной работы пластов. В этот период необходимо выполнить комплекс геолого-промысловых исследований для получения данных о характере эксплуатации каждого из пластов в условиях их совмещения, о их приемистости, дебите, взаимовлиянии и др. На базе обобщения результатов исследования определяют задачи по регулированию, которые могут быть решены с помощью этого метода как по каждой скважине в отдельности, так и по объекту в целом. В первую очередь под одновременно отдельную эксплуатацию должны быть оборудованы нагнетательные скважины, так как регулирование разработки закачкой воды более эффективно и технически более доступно.

Путем применения одновременно отдельной эксплуатации можно решать такие задачи регулирования, как вовлечение в разработку менее продуктивных пластов разреза, выравнивание темпа отбора запасов по пластам разной продуктивности.

Выбор параметров оборудования производится с учетом свойств пластов. Скорость движения в пласте фронта нагнетаемой воды при поршневом вытеснении

$$T = k_{\text{пр}} \Delta p / \mu_{\text{ж}} m \beta_{\text{н}} k_{\text{извл.н}} \Delta l, \quad (\text{XVI.1})$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта; Δp – перепад давления; $\mu_{\text{ж}}$ – вязкость пластовой жидкости; m – эффективная пористость пласта; $\beta_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщения; $k_{\text{извл.н}}$ – коэффициент извлечения нефти; Δl – длина участка пласта.

Разница в скорости движения фронта воды по двум соседним пластам вследствие близости значений многих параметров, входящих в уравнение, обусловлена главным образом различием проницаемости пластов и перепадов давления:

$$k_{\text{пр } 1} / k_{\text{пр } 2} = \Delta p_{\text{пл } 1} / \Delta p_{\text{пл}}. \quad (\text{XVI.2})$$

Для обеспечения равной скорости перемещения воды по пластам необходимо во втором пласте при нагнетании воды создать перепад давления

$$\Delta p_{\text{пл } 2} = (k_{\text{пр } 1} / k_{\text{пр } 2}) / \Delta p_{\text{пл } 1}.$$

Следовательно, в менее проницаемом пласте по возможности нужно создавать перепад давления, превышающий перепад давления в другом пласте во столько раз, во сколько раз меньше проницаемость этого пласта.

Применение оборудования для раздельной эксплуатации пластов в добывающих скважинах целесообразно начинать после того, как исчерпаны возможности регулирования разработки путем подбора оптимальных режимов нагнетания воды по пластам и получены надежные данные о том, что возможности раздельной закачки исчерпаны.

К сожалению, метод одновременно раздельной эксплуатации пластов широкого применения не нашел, но в дальнейшем ему следует уделять большее внимание.

Регулирование разработки с целью ограничения непроизводительных отборов попутной воды. При разработке залежей путем вытеснения нефти водой вместе с нефтью добывается значительное количество попутной воды. Основная часть этой воды выполняет полезную работу по вытеснению нефти, и поэтому ее извлечение на поверхность технологически необходимо и экономически оправдано. В то же время из скважин может отбираться и вода, уже не участвующая в процессе вытеснения. Отбор такой воды приводит к непроизводительным затратам и ухудшает технико-экономические показатели разработки.

Все рассмотренные выше способы регулирования разработки в той или иной мере решают и задачу уменьшения объемов добываемой попутной воды. Наряду с ними необходимо принимать меры, непосредственно направленные на ограничение непроизводительных отборов попутной воды, такие как своевременное прекращение эксплуатации добывающих скважин при достижении предельной обводненности, отключение в скважинах обводненных пластов и интервалов путем проведения изоляционных работ, прекращение нагнетания воды в заводненный пласт и др.

Работы по ограничению непроизводительных отборов попутной воды проводятся с учетом результатов анализа состояния разработки объекта с тем, чтобы выбрать наиболее эффективное в данных условиях мероприятие и сохранить отбор той воды, которая обеспечивает повышение нефтеизвлечения. Характер мероприятий определяется с учетом закономерностей перемещения воды в пластах.

При вытеснении нефти за счет подъема ВНК следует проводить изоляцию нижней обводненной части пласта. Для этого выполняется цементирование обводненного интервала под

давлением с установкой цементного стакана или моста. Наибольший эффект достигается в тех случаях, когда на уровне текущего ВНК имеется значительный по толщине и широко распространенный по площади прослой непроницаемых пород.

При фронтальном перемещении воды по монолитному пласту с благоприятным соотношением вязкостей нефти и воды, т.е. когда оставшаяся в районе обводненной скважины нефть может быть вытеснена к другим добывающим скважинам, обводняющиеся скважины (кроме скважин стягивающих рядов) могут выводиться из эксплуатации при обводненности около 90 %.

Названные мероприятия по уменьшению непроизводительных отборов воды проводят на протяжении всего основного периода разработки каждой залежи вплоть до обводнения продукции до 70–80 %.

Доразработка пластов при такой и далее более высокой обводненности недостаточно эффективна вследствие того, что вода поступает в скважины по обводненным высокопроницаемым слоям, в то время как малопроницаемые прослой остаются невыработанными. Нефтяниками многие годы овладевала идея поиска селективных методов изоляции, при которых обводненные слои изолировались бы, а малопроницаемые включались в работу. Но к широкомасштабному созданию и промышленному внедрению подобных высокоэффективных технологий приступили лишь в последнее время, когда стало очевидным, что по многим залежам получить традиционными методами запроектированное нефтеизвлечение вряд ли удастся.

Создан целый арсенал физико-химических методов, основанных на комплексировании разных компонентов, добавляемых к нагнетаемой воде.

Эти методы обеспечивают резкое уменьшение проницаемости обводненных более проницаемых слоев, в результате чего воды направляются в менее проницаемые прослой. При этом происходит существенное увеличение дебита нефти добывающих скважин за счет включения неработавших прослоев, снижение обводненности и соответственно уменьшение отборов попутной воды.

Среди новых физико-химических технологий выделяют гелеобразующие и полимердисперсные.

Гелеобразующие технологии основаны на добавке к нагнетаемой воде реагентов, образующих в обводненных слоях пласта неподвижные гели. Для улучшения и продолжительно-

го сохранения в пласте структуры неподвижных гелей в закачиваемый гелевый раствор доставляют различные химические элементы – "сливатели".

Взамен дорогостоящего полиакриламида ищут возможность применения более доступных – оксиэтилцеллюлозы, композиций на основе низкомолекулярного жидкого стекла, биополимеров и др.

Полимердисперсные технологии предусматривают нагнетание в пласты дисперсионной фазы – водного раствора полимера, содержащего в виде дисперсной фазы глинопорошок, торф, мел, песок или другие материалы. Вместо дефицитного полиакриламида при реализации такой технологии также начали применять заменители. В высокопроницаемых обводненных прослоях дисперсный материал образует осадок, закрывающий крупные фильтрационные каналы (кольматация высокопроницаемых прослоев), содержащие воду, оставляя в работе нефтесодержащие прослой с мелкими каналами.

§ 4. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

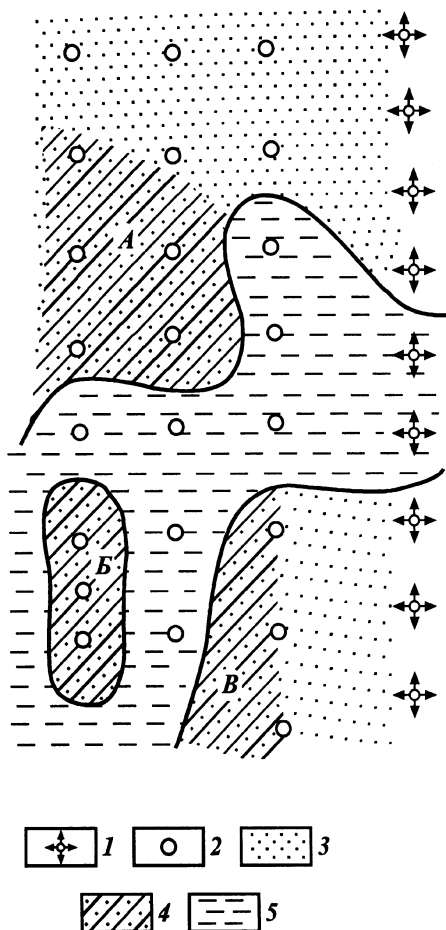
В связи с этим недостаточным учетом особенностей геологического строения месторождения при проектировании системы разработки после некоторого периода эксплуатации залежи фактические показатели ее разработки могут существенно отличаться от проектных. Часто это бывает связано с тем, что принятые технологические решения не в полной мере отвечают деталям строения объекта.

Так, в связи с большей неоднородностью продуктивных пластов, чем предполагалось вначале, значительные участки объекта в целом или отдельных пластов могут оказаться не вовлеченными в разработку – это линзовидные и тупиковые зоны, малопродуктивные пласты, участки, удаленные от нагнетательных скважин, участки между скважинами стягивающего ряда и др. (рис. 125).

В этом случае для регулирования разработки требуется проведение мероприятий по совершенствованию, а в отдельных случаях и по коренному изменению ранее принятой системы разработки. Меры по совершенствованию системы разработки обосновываются специализированными научно-исследовательскими организациями при анализе разработки

Рис. 125. Охват разработкой по площади при зональной неоднородности пласта.

Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; высокопроницаемые части пласта: 3 – охваченные разработкой, 4 – не охваченные разработкой (А – экранированные участки; Б – линзы; В – тупиковые зоны); 5 – низкопроницаемые части пласта, не охваченные разработкой



или при авторском надзоре за выполнением проектного документа: в случае коренного изменения системы составляется дополнительный проектный документ.

К мероприятиям по совершенствованию систем разработки относятся:

уплотнение сетки скважин на отдельных участках за счет предусмотренного в проектном документе резерва скважин, а иногда и за счет дополнительного их количества;

приближение нагнетания к добывающим скважинам путем бурения новых нагнетательных скважин или переноса нагнетания с освоением под закачку некоторых обводненных

скважин, организация очагового заводнения в дополнение к основной системе воздействия на пласт;

изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Наиболее эффективные для конкретных условий меры выбирают на основе уточненных представлений об особенностях геологического строения объекта и текущем состоянии его разработки.

Подключение к разработке линзовидных участков высокопроницаемых коллекторов достигается созданием очагов заводнения с использованием в качестве нагнетательных отдельных скважин из числа добывающих или бурением специальных скважин из числа резервных.

Малопроницаемые участки пласта в целом подключают к разработке, создавая на них или вблизи очаги заводнения и применяя повышенное давление нагнетания.

Разработка удаленных от линий нагнетания участков площади может быть активизирована несколькими путями. Один из них — увеличение перепада давления между зонами нагнетания и отбора путем повышения давления закачки воды.

Второй путь — снижение забойного давления в добывающих скважинах. В условиях природного или искусственного водонапорного режима при равных давлениях на забое добывающих скважин дебит скважин во внешних рядах будет больше в связи с большей депрессией. В скважинах следующих рядов депрессия и дебит уменьшаются из-за снижения динамического пластового давления к центру площади, что приводит к образованию участков, не включенных в разработку. Вовлечение в разработку таких участков может быть обеспечено ограничением отборов из внешних рядов скважин. Это способствует росту пластового давления во внутренних рядах. Однако следует иметь в виду, что уменьшение забойного давления во внешнем ряду снижает текущую добычу по объекту в целом.

Вовлечение в разработку внутренних неработающих участков залежи может быть обеспечено созданием в их пределах дополнительных разрезающих рядов или очагов заводнения. Этот путь зачастую оказывается наиболее эффективным, так как позволяет поддерживать низкие забойные давления во всех рядах добывающих скважин.

В рядах добывающих скважин, к которым стягиваются контуры нефтеносности, целики нефти между скважинами можно немного уменьшить путем бурения уплотняющих

скважин в ряду из числа резервных или освоением скважин в ряду через одну под нагнетание воды.

Эффективный метод вовлечения в разработку застойных зон пластов между скважинами — изменение направления фильтрационных потоков. Это достигается различными путями: попеременным ограничением или прекращением закачки воды в группы нагнетательных скважин либо с помощью разрезающих рядов, имеющих разные направления, и др.

В случаях, когда меры по совершенствованию реализуемой системы разработки не могут обеспечить достаточное управление процессами, протекающими в пластах, необходимо провести коренное изменение системы разработки. Оно может предусматривать выполнение в отдельности или в определенном сочетании следующих мероприятий:

- повсеместного уплотнения сетки скважин;
- разделения многопластового объекта на объекты с меньшей толщиной;
- замены вида заводнения — перехода от разрезания к площадному или избирательному заводнению;
- значительного увеличения давления нагнетания воды и др.