

## **4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

### **4.1. Обоснование размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов, количество резервных скважин и местоположение скважин-дублеров.**

По каждому выделенному эксплуатационному объекту для всех рассматриваемых вариантов приводятся технологические показатели разработки характерных элементов (табл.П.4.1). С использованием этих показателей, принятых удельных затрат и критериев обосновываются размещение скважин, их начальный дебит по нефти (табл.П.4.2), накопленная добыча нефти, срок выработки извлекаемых запасов, предельная обводненность продукции при отключении скважин (табл.П.4.3). Устанавливаются максимально допустимые величины технологически обоснованного газового фактора.

Для подгазовых и водонефтяных зон газонефтяных (нефтегазовых) залежей, если контактные и бесконтактные нефтенасыщенные толщины могут существенно меняться по площади залежи, величина предельных толщин размещения скважин приобретаем неопределенный смысл. В этом случае необходимо рассмотреть несколько характерных элементов, способных отразить специфику данного объекта.

Для больших по площади месторождений в случаях, если имеет место значительная изменчивость геолого-физических свойств, параметры характерных элементов желательно задавать в соответствии с таковыми в различных зонах залежи.

В случае, если залежь практически полностью разбурена, зону размещения скважин следует определять не по результатам расчета характерных элементов, а на основе анализа показателей эксплуатации скважин, учитывая при этом не только экономические критерии, но и наличие инфраструктуры, обустройство конкретной площади месторождения, техническое состояние каждой конкретной скважины (ее колонны), остаточные запасы в зоне размещения скважины, ее добычные возможности, наличие потребителя, магистрального нефтегазопровода, энергетические, материальные и трудовые затраты на эксплуатацию конкретной (рассматриваемой) скважины. Таким образом, в каждом конкретном случае необходим комплексный учет сложившейся технической и технологической обстановки (ситуации) на промысле (месторождении).

С учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости, свойств пластовых жидкостей, плотности основных сеток скважин, принятых для них коэффициентов охвата процессом вытеснения обосновывается количество резервных скважин.

В технологических схемах, проектах и уточненных проектах разработки обосновывается целесообразность бурения, количество и местоположение скважин-дублеров.

### **4.2. Технологические показатели вариантов разработки.**

С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых минимальных толщин и размещения скважин на них и границ охранных зон обосновывается динамика разбуривания и последовательность ввода в разработку отдельных блоков (зон, участков) выделенных эксплуатационных объектов. В соответствии с принятой динамикой разбуривания рассчитываются технологические показатели всех рассматриваемых вариантов разработки. Эти варианты называются расчетными. Из них выбираются не менее трех вариантов, которые называются основными.

Технологические показатели разработки эксплуатационных объектов рекомендуемого варианта приводятся в табл. П.4.4-П.4.6.

Технологические показатели по основным вариантам приводятся в приложении в табл. П.4.7 и П.4.8 по форме табл. П.4.4 и П.4.5.

В этих таблицах для вариантов разработки газонефтяных залежей с отбором свободного газа из подгазовых зон через добывающие нефтяные скважины наряду с другими технологическими показателями дополнительно приводится динамика

технологически обоснованных отборов свободного газа из них, выделяется динамика ввода, фонд добывающих скважин подгазовых зон, барьерных нагнетательных скважин и объемов закачки воды в них.

Для вариантов разработки газонефтяных залежей с отбором газа из газовых шапок через газовые скважины дополнительно приводится таблица с динамикой ввода и фондом газовых скважин, их средних дебитов, отборов газа и конденсата из них и другими показателями. Форма и полное содержание таблицы определяются авторами проектных документов.

В случае если на месторождении используется или проектируется внутрискважинный или бескомпрессорный газлифт, необходимо представить данные об отборе газа для этих целей.

Технологические показатели вариантов разработки рассчитываются без учета отборов нефти, газа и жидкости из резервных скважин.

Для месторождений, проектируемых к разработке с использованием воды из водоносных горизонтов, с учетом добывных возможностей последних и расчетных потребностей в объемах закачки обосновывается количество и местоположение водозаборных скважин, динамика отборов воды из них.

В графических приложениях по рекомендуемому варианту приводятся схемы разбуривания эксплуатационных объектов. Схемы приводятся на картах нефтенасыщенных толщин. На карты наносятся границы распространения принятых минимальных толщин размещения скважин, номера и границы выделенных участков разбуривания и опытных участков с забоями пробуренных и проектных скважин. На схемах приводятся таблицы с принятой последовательностью и динамикой разбуривания участков по годам на текущие и последующие пятилетки.

В табл. П.4.4 и П.4.5 (табл. П.4.7 и П.4.8) показатели приводятся за первые 30 лет по годам, далее по пятилеткам за весь срок разработки.

В табл. П.4.4 (П.4.7) показатели в графах 2-5, 8-9 за период приводятся накопленным итогом. В графах 4- 7 в периодах показатели приводятся за последний год периода. Графы 5, 12 и 16 заполняются только для газонефтяных месторождений, разрабатываемых с отбором свободного газа. Фонд скважин и метраж эксплуатационного бурения рассчитываются с учетом бурения водозаборных, резервных скважин, скважин-дублеров и др.

В табл. П.4.5 (П.4.8) показатели в графах 2, 8, 9, 12, 13 и 16 приводятся как суммарные значения за период. В графах 13 и 14 при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов количество рабочего агента приводится по каждому компоненту (вода, полимер, ПАВ, пар и др.) в тысячах тонн. Размерность в скобках приводится при закачке газа. В графе 12 обводненность продукции скважин приводится массовых процентах в поверхностных условиях. Добыча нефтяного года (графы 16 и 17) определяется произведением промыслового газового фактора на добычу нефти.

Для вариантов разработки газонефтяных месторождений с отборов свободного газа дополнительно приводятся показатели с данными по газовым и конденсатным факторам, годовым и накопленным отбором свободного газа и конденсата.

При необходимости табл. П.4.5 (П.4.8) может составляться с учетом специфики применяемых методов.

Если запасы сопутствующих ценных компонентов имеют промышленное значение, необходимо привести данные по их отбору.

В случаях если после выработки нефтяного слоя газонефтяное месторождение будет разрабатываться как газовое, необходимо привесе соответствующие показатели, характеризующие этот процесс (количеств газовых скважин, динамика отбора газа, конденсата и т.д.).

#### **4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр.**

По категориям запасов и зонам, по эксплуатационным объектам месторождению в

целом для основных вариантов разработки анализируются расчетные величины КИН. Величины КИН по рекомендуемому к утверждению варианту сравниваются с величинами, утвержденными ГКЗ РФ, и с величинами, достигнутыми на других месторождениях с сходными геолого-физическими условиями. При этом необходимо привести данные, подтверждающие правомочность аналогии, и учесть экономическую эффективность.

Анализируются расчетные величины КИН по вариантам с применением и без применения мероприятий по повышению коэффициент нефтеизвлечения и интенсификации нефтедобычи. Определяется прирост КИН за счет применения мероприятий по сравнению с базовым вариантом. Обосновываются полученные значения коэффициентов.

Результаты анализа КИН заносятся в табл. П.4.9.

Необходимо анализировать коэффициенты извлечения всех ценных компонентов только в случае их промышленного значения.