

3. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ результатов исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристика режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин.

В данном разделе представляются результаты проведенных на месторождении (залежи) гидродинамических, геофизических, термометрических, термодинамических и др. исследований скважин и пластов, описываются результаты пробной эксплуатации (пробных отборов и закачки), обосновывается начальное пластовое давление на линии газонефтяного и водонефтяного контактов, температура, геотермический градиент, коэффициенты пьезопроводности, упругости, гидропроводности, , удельной продуктивности и приемистости, приведенный радиус скважин, начальные (текущие) дебиты нефти, газа, взаимовлияние скважин и т.д.

При описании результатов необходимо указать количество исследованных скважин, распределение этих скважин по залежи, дату исследования, регулярность проведения исследовательских работ, что, позволит оценить представительность и достоверность результатов исследований. Если месторождение (залежь) имеет сравнительно продолжительный период разработки, то данные необходимо приводить как на момент ввода месторождения в разработку, так и на момент составления проектного документа. Привести эти данные в динамике. Указать причины и количественно учесть изменения этих показателей во времени в процессе разработки.

Аналогичные исследования необходимо произвести также по нагнетательным скважинам, оцепить и выявить изменения в процессе эксплуатации приемистости скважин и т.д.

Все эти моменты необходимо учитывать в проектных документах при оценке добычных возможностей, расчете ожидаемых дебитов (приемистости) скважин, при проектировании разработки, способов и режимов работы скважин, при внедрении различных мероприятий по борьбе с указанными негативными факторами, оценке их эффективности (по ликвидации или снижению отрицательных последствий от их проявления).

При описании результатов гидродинамических исследований необходимо привести отдельно данные, полученные на основе метода установившихся режимов, и отдельно на основе кривых восстановления (падения) давления, т.е. представить данные, полученные различными способами исследования скважин.

Необходимо также привести данные о продолжительности исследований при испытании скважин, величину реализованных депрессий (репрессий), пластового давления в районе исследуемых скважин.

Индикаторные диаграммы должны строиться не менее чем по трем точкам (режимам). Необходимо проанализировать вид (ход) индикаторных диаграмм, представляющий особый интерес для залежей с повышенным газосодержанием (когда пластовое давление близко к давлению насыщения). Следует оценить характер и степень их искривления (т.е. снижение коэффициента продуктивности) при снижении забойного (пластового) давления ниже давления насыщения. Необходимо указать величину пластового давления, при которой снимались индикаторные диаграммы. Оценить влияние пластового давления на ход индикаторных диаграмм.

Поскольку в трещинных коллекторах индикаторные диаграммы как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам могут иметь н.н. нелинейный вид (с ростом депрессии коэффициент продуктивности снижается вследствие смыкания трещин, а с ростом репрессии коэффициент приемистости возрастает вследствие раскрытия трещин), то эти моменты должны также быть отражены в проектном документе и подвергнуты анализу.

Нелинейный вид индикаторных диаграмм может иметь место, помимо отмеченных

выше случаев, также при условии проявления нефтью неньютоновских свойств. Необходимо установить начальный градиент сдвига, его зависимость от проницаемости, температуры, содержания растворенного газа и других факторов, исследовать подвижность нефти в зависимости от градиента давления и т.д.

В связи с возможным нелинейным видом индикаторных диаграмм в отчете должны быть приведены аргументированные объяснения по поводу Определения коэффициентов продуктивности и приемистости скважин рассматриваемого месторождения. Должна быть обоснована корректность использования этих величин в дальнейших технико-экономических расчетах.

Учитывая специфику выработки запасов из газонефтяных и газоводонефтяных зон, необходимо дать мотивированное обоснование толщинам, которые принимаются в расчете гидропроводности, удельных коэффициентов продуктивности, приемистости, дебитов скважин.

При описании результатов эксплуатации необходимо указать содержание воды в продукции скважин, газовый фактор.

В этом разделе также приводится краткая характеристика законтурной области, ее размеров, связи с залежами нефти и газа.

Раздел 3.1. сопровождается таблицей П.3.1.

3.2. Анализ текущего сопоставления и эффективность применяемой технологии разработки.

3.2.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации.

Приводится характеристика фонда скважин на дату составления проектного документа (табл. П.3.2). В комментариях к табл.П.3.2 указать, на каких принципах основывалось использование того или иного способа эксплуатации скважин в предшествующий период разработки, почему именно этим способом отдано предпочтение, как себя зарекомендовал тот или иной способ эксплуатации в условиях данного месторождения в рассматриваемый прошедший период. Указать причины перевода скважин на другие объекты. Если из газовой шапки осуществляется отбор газа, то указать цель отбора газа (например, для стабилизации ГНК, осуществления газлифтной эксплуатации и др.).

Необходимо дать распределение скважин по дебитам нефти (жидкости), обводненности, накопленной добыче нефти и жидкости на дату составления проектного документа.

В случае, если месторождение эксплуатируется сравнительно продолжительный период, то целесообразно построить графики по наиболее характерным группам скважин (бездействующие, малodeбитные, высокодебитные, безводные и малообводненные и т.д.) за определенный период разработки.

При анализе фактического материала целесообразно подчеркнуть эффективность использования фонда скважин, объяснить причину большого (малого) числа (увеличения, уменьшения) высокообводненных и малodeбитных (низкообводненных, высокодебитных) скважин.

Обратить внимание на причины низкой эффективности работы скважин, которые могут быть вызваны прорывом пластовой воды, газа из газовой шапки, осложнениями в работе насосного оборудования, пескопроявлением, отложениями гипса, парафина, кристаллогидратов, а также низким пластовым давлением. Дать оценку возможности эффективного использования пробуренного фонда скважин.

В этом разделе необходимо отразить проводимую в предшествующий период работу с фондом скважин, дать распределение фонда по забойному давлению, указать применяемые методы борьбы с осложнениями, проанализировать эффективность внедряемых мероприятий по улучшению показателей эксплуатации скважин, сделать соответствующие выводы и рекомендации.

Для нефтегазовых залежей особый интерес представляет анализ величин газового фактора. Необходимо представить разбивку фонда добывающих скважин, расположенных в приконтурных и подгазовых частях залежи, по величине газового фактора и его изменению во времени, установить причины прорыва газа из газовой шапки, проанализировать реализуемые и наметить новые мероприятия по устранению негативных последствий прорывов газа в добывающие скважины, обратить особое внимание на работу барьерного ряда. режимы эксплуатации добывающих скважин подгазовой зоны, положение интервалов перфорации.

Для нефтегазовых объектов, находящихся длительное время в промышленной эксплуатации, целесообразно привести данные о динамике изменения газового фактора. При наличии информации могут быть построены карты равных газовых факторов, увязанные с картами изобар, наличием непроницаемых глинистых разделов между фильтром и ГНК (картами контактных и бесконтактных запасов), удаленностью верхних перфорационных отверстий от текущего положения ГНК, картами анизотропии и т.д. При анализе фонда нагнетательных скважин необходимо сделать разбивку их по величине приемистости, накопленной закачки воды, привести данные об осложнениях в работе нагнетательных скважин, обратив особое внимание на скважины барьерного ряда.

В случае отбора газа из газовых шапок газовыми скважинами необходимо привести соответствующие данные о работе этих скважин, проанализировав режимы их работы.

3.2.2. Сопоставление фактических и проектных показателей.

В табл. П.3.3 и П.3.4 приводится сопоставление основных и фактических показателей разработки по отдельным эксплуатационным объектам и месторождению в целом. Для каждого показателя в числителе указываются проектные, а в знаменателе его фактические величины. Сопоставление производится с последним проектным документом, но не более чем за пять предыдущих лет. При сопоставительном анализе проектных и фактических показателей разработки необходимо использовать экстраполяционные методики, основанные на характеристиках вытеснения. Среднесуточный дебит определяется как частное от деления годового отбора (нефти, жидкости, газа) по всем скважинам на суммарное число дней их работы в году. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов определяется как отношение текущего годового отбора нефти к остаточным извлекаемым запасам нефти на начало текущего года. Плотность сетки скважин определяется делением площади нефтеносности, охваченной разработкой, на количество добывающих и нагнетательных скважин, пребывавших в эксплуатации за весь период с начала разработки.

Анализ величины остаточных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну действующую добывающую скважину, позволяет оценивать эффективность применяемой системы разработки.

В комментариях к табл. П.3.3 и П.3.4 необходимо указать причины несовпадения проектных и фактических показателей, более подробно остановившись на принципиальных моментах, имеющих значение для дальнейшей выработки запасов.

В этом разделе необходимо указать на полноту и своевременность выполнения проектных решений, насколько проектные решения оправданы и соответствуют геолого-физическим условиям данной залежи, технологии и системе разработки, сложившейся к моменту составления последнего проектного документа, технической оснащенности и технологической целесообразности внедрения тех или иных мероприятий.

Необходимо указать, какие мероприятия осуществлялись помимо проектных решений. Все это необходимо по той причине, что показатели эксплуатации могут соответствовать проектным, однако реальная система разработки может существенно отличаться от запроектированной. Не сказываясь на текущих показателях разработки, это может существенно отразиться на дальнейшей эксплуатации залежи.

Результаты исследований должны использоваться при обосновании выбора базового варианта разработки месторождения.

3.2.3. Пластовое давление в зонах отбора и закачки.

Температура пласта.

На основании анализа разработки исследуется динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений в зонах отбора и закачки. Изучаются осложнения, вызванные несоблюдением баланса давлений соотношения объемов отборов и закачки, возможные объемы "утечек" рабочего агента в газонасыщенную и водонасыщенную части пласта. Выявляются и анализируются их причины. Исследуется характер перемещения ГНК (характер и интенсивность расширения газовой шапки). Выявляются зоны прорыва газа из газовой шапки к забоям добывающих скважин, находящихся вне барьерного ряда, а также в подгазовых зонах. Для месторождений с повышенным газосодержанием по промысловым данным, картам изобар, различным гидродинамическим и геофизическим исследованиям выявляются зоны разгазирования, а также зоны, близкие к этому состоянию. Изучаются возможные перетоки нефти и закачиваемой воды в другие объекты разработки через литологические поля или негерметичный цементный камень. Выявляются пластовое давление и давление нагнетания (репрессия), при которых в трещиноватых коллекторах может происходить раскрытие протяженных трещин, приводящее к прорывам закачиваемой воды к забоям добывающих скважин (без совершения полезной работы по вытеснению нефти из перовой части пласта). Анализируются внедряемые в предшествующий период мероприятия, оценивается их эффективность. Исследуется характер продвижения воды из водонасыщенной части пласта в первоначально нефтенасыщенную, процесса подъема ВНК.

Анализируются результаты замеров в наблюдательных и пьезометрических скважинах.

В этом разделе необходимо привести также данные об изменении температуры пласта в процессе разработки, что весьма важно для залежей с высоковязкими нефтями и нефтями, характеризующимися неньютоновскими свойствами.

Карты изобар приводятся при необходимости в проектах и уточненных проектах разработки.

3.2.4. Анализ выработки запасов нефти из пластов.

В данном разделе исследуется характер и степень выработки запасов нефти, условия и особенности продвижения закачиваемых вод, степень охвата пластов воздействием рабочего агента, распределение остаточных запасов нефти.

По промысловым данным, результатам потокометрии, термометрии следует провести оценку доли участия в работе скважин совместно вскрытых пластов или отдельных интервалов пласта. Необходимо проанализировать эффективность мероприятий, применяемых в предшествующий период, по выравниванию фронта вытеснения нефти водой.

По данным эксплуатации, а также по результатам исследования скважин необходимо оценить максимальный безводный и безгазовый дебиты и время безводной и безгазовой эксплуатации (удельную накопленную добычу) в зависимости от дебита (депрессии), удаленности перфорационных отверстий от ВНК и ГНК, наличия (количества и толщины) непроницаемых глинистых разделов между фильтром и ВНК, ГНК. толщины газонасыщенной, водонасыщенной и нефтенасыщенной частей залежи. Важно установить, при какой толщине глинистый пропласток надежно сдерживает воду и газ при реально реализуемых на месторождении градиентах давления.

Необходимо проанализировать характер обводнения скважин (подошвенная или закачиваемая вода), скорость продвижения закачиваемых вод или других) рабочего агента, характер продвижения закачиваемых вод по пласту (кровля, подошва, центральная часть) частичный или полный уход в водонасыщенную (газонасыщенную) части, связать это с распределением проницаемости по толщине пласта, интервалами перфорации, наличием глинистых разделов в разрезе эксплуатационного объекта. Необходимо оценить эффективность мероприятий по ограничению водопритока, сделать

соответствующие выводы и рекомендации.

Необходимо оценить текущее положение ГНК и ВНК в различных зонах и участках пласта, представить данные о динамике их перемещения, описать методы, используемые для определения текущего положения ВНК и ГНК.

В залежах с повышенным газосодержанием необходимо оценить работу добывающих скважин при снижении забойного (пластового) давления ниже давления насыщения. При этом оценить подобное снижение не только с точки зрения изменения производительности скважин, но и по величине обводненности продукции.

В этом разделе также необходимо на основе результатов геофизических исследований в новых скважинах, а также по контрольным скважинам оценить величину остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне (в зонах, где нефть вытеснена водой), а также в зонах, где нефть вытесняется газом (из газовой шапки).

На основе промысловых данных, а также результатов различных исследований скважин и пластов необходимо выявить невырабатываемые или слабо дренируемые зоны, исследовать характер работы скважин (показатели их эксплуатации) в зонах, где имеются прорывы газа из газовой шапки, вторичные газовые шапки.

Особое внимание следует обратить на эффективность выработки запасов в зависимости от степени вскрытия пластов перфорацией. Необходимо оценить оправданность применяемой степени вскрытия не только в добывающих, но и в нагнетательных скважинах. Следует проанализировать эффективность работ по переносу интервалов перфорации в процессе выработки запасов (подъема ВНК и, если это имеет место, опускания ГНК).

3.2.5. Анализ эффективности реализуемой системы разработки.

В данном разделе анализируется, эффективность реализуемой системы разработки по каждому эксплуатационному объекту оценивается, насколько эффективны (оправданы) для условий данного месторождения система поддержания пластового давления, схема размещения скважин, плотность сетки скважин, интенсивность системы заводнения, применяемые профили и конструкции скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин, их глушения, освоения после ремонтных работ, способы и техника эксплуатации скважин, системы сбора, учета и подготовки продукции скважин.

Эффективность системы разработки необходимо также оценить с точки зрения недопустимости возникновения различных осложнений в процессе разработки, связанных с прорывами газа из газовой шапки, водяным конусообразованием, разгазированием нефти в пласте, выпадением в пласте и стволе скважин парафинов, образованием кристаллогидратов и т.д.

Весьма важным является оценка эффективности реализуемой системы разработки с точки зрения ее приемлемости для надежного, контроля за выработкой запасов, обеспечения равномерности вытеснения < нефти водой, возможностей регулирования технологических процессов, применения гидродинамических, физико-химических и других методов воздействия на пласты и призабойную зону скважин, обеспечения эффективной выработки запасов из совместно вскрытых пластов, возможности перевода вышедших из эксплуатации скважин на вышележащие объекты, приобщения невырабатываемых зон низкопроницаемых объектов посредством дострела в скважинах высокопроницаемых объектов.

Эффективность системы оценивается также с точки зрения экологии, обеспечения охраны недр и окружающей среды, достижения запроецированных показателей разработки с наименьшими затратами материальных и трудовых ресурсов.

Осуществляется анализ эффективности изменения в запроецированной системе разработки (если таковые имели место), делаются соответствующие выводы и предлагаются рекомендации относительно развития системы разработки на последующий период для: обеспечения наиболее полной выработки запасов, достижения утвержденного КИН.

Эффективность применения МУН и новых технологий определяется в соответствии с методическим руководством, утвержденным Минтопэнерго РФ 25.02.94 [67], а также геолого-промысловым анализом результатов их испытания, промышленного внедрения (обводненность, фактические средние дебиты по нефти и жидкости).

3.3. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.

Выбор методики расчета технологических показателей обосновывается исходя из степени изученности месторождения, геологического строения пластов, типа коллекторов, их фильтрационных характеристик, неоднородности, режимов эксплуатации залежей, стадий и возможных вариантов разработки, размеров залежей, физико-химических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов, накопленных) опыта разработки месторождений подобного типа и т.д.

Предпочтение следует отдавать методикам, апробированным для данного типа месторождений (объектов).

Для повышения качества расчетов, надежности и точности прогнозирования процесса нефтеизвлечения на всех стадиях проектирования рекомендуется широкое использование современных компьютеров и математических моделей, систем автоматизации проектирования (САПР) и систем управления процессами разработки месторождений, различных баз данных и средств компьютерной графики.

Математические модели позволяют выполнить гидродинамические расчеты, учитывающие ряд факторов, определяющих картину фильтрации: многопластовый характер эксплуатационных объектов, зональную и слоистую неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференцию скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения скважин и т.п. Решение задачи извлечения нефти с учетом перечисленных факторов обеспечивается проведением расчетов по различным моделям.

Движущиеся в пласте флюиды существенно неоднородны. Если для моделирования процессов вытеснения нефти водой при давлениях выше давления насыщения нефти газом обычно достаточно использовать двухфазную математическую модель ("черная нефть"), то при разработке нефтегазовых залежей необходима модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды. Для расчета процесса разработки и методов увеличения нефтеотдачи газоконденсатных пластов необходимо рассматривать нефть как смесь углеводородных компонентов, т.е. использовать композиционные модели.

Для низкопроницаемых коллекторов (коллекторов с активным глинистым цементом) необходимо использовать методики, учитывающие влияние минерализации закачиваемой воды на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

В зависимости от строения пласта, его коллекторских и фильтрационных свойств, физико-химических свойств насыщающих его флюидов при обосновании величины извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти, а также расчете технологических показателей разработки месторождение (залежь) рассматривается как единое целое, или в случае его больших размеров и при значительной изменчивости геолого-физических свойств по площади разбивается на отдельные участки (зоны). Эти участки характеризуются по количественному составу флюидов как чисто нефтяные (ЧНЗ), газонефтяные (ГНЗ), водонефтяные (ВНЗ), газо-водонефтяные (ГВНЗ). Выбранные методы обоснования величины извлекаемых запасов и КИН дифференцированно или в целом должны учитывать и отражать геолого-физические особенности рассматриваемых объектов.

3.3.1. Способы схематизации пластов и методы расчета технологических показателей разработки.

На стадии подготовки и ввода месторождения (залежи) в разработку оценка коэффициентов извлечения нефти и прогноз технологических показателей разработки

по месторождениям с балансовыми запасами до 3 млн.т, а также по залежам простого геологического строения с балансовыми запасами нефти до 30 млн.т могут производиться по методике, использующей коэффициенты вытеснения, охвата вытеснением и заводнения, а также по статистическим зависимостям с учетом заложенных в них ограничений. Зависимости устанавливаются с помощью многофакторного анализа по фактическим данным разработки достаточно большого числа залежей с примерно аналогичными геолого-физическими условиями и особенностями разработки. Могут быть использованы и прямые методы аналогии. Необходимые по вариантные расчеты технологических и технико-экономических показателей разработки выполняются по эмпирическим соотношениям с использованием экспресс-методов и методик современной экономической оценки вариантов разработки.

При расчете КИН по методике с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнения необходимо дать подробное обоснование методов определения этих коэффициентов, указать объем информации, используемой для этих целей, достоверность получаемых данных.

При использовании статистических зависимостей необходимо представить расчетные формулы, указать пределы изменения геолого-физических и технологических параметров, при которых эти формулы справедливы, привести средние их значения, а также значения этих параметров по рассматриваемому месторождению. Необходимо указать район (нефтяную провинцию), по месторождениям которой были получены расчетные формулы. Если анализируемое месторождение находится в другом районе, то необходимо привести данные, подтверждающие допустимость использования данной формулы для расчета КИН рассматриваемого месторождения (залежи).

В целях получения более надежных результатов, учитывая, что имеется большое количество статистических зависимостей, в которые входят подчас различные параметры, способные в тех или иных случаях по-разному влиять на величину КИН, рекомендуется использовать различные методики с последующим сопоставлением полученных показателей. В случаях если расчеты проводятся по различным зонам (участкам) газонефтяной залежи, необходимо учитывать наличие контактных и бесконтактных запасов нефти, подгазовые зоны и участки в которых газовая шапка отсутствует.

В случаях оценки КИН и технологических показателей разработки методом прямой аналогии необходимо по проектируемому месторождению и сравнимым месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки, обосновать близость не только геологических и физико-химических параметров, но также и энергетических характеристик (пластовое давление, активность законтурных вод), систем разработки, технологии и техники добычи нефти и другие факторы.

Для месторождений с балансовыми запасами до 30 млн.т со сложным геологическим строением и для месторождений простого геологического строения с балансовыми запасами свыше 30 млн.т могут использоваться адресные геологические модели пластов, двумерные и трехмерные детерминированные математические модели процессов извлечения нефти.

Такие модели должны учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы реализуемого процесса разработки (неоднородность пластов по толщине и простираию, многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитационные силы, нелинейность режимов фильтрации, порядок разбуривания залежи, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, наличие газонасыщенных и водонасыщенных частей пласта и др.).

На стадии составления повторного проектного документа необходимо учитывать дополнительную информацию о строении продуктивных пластов, свойствах пластов и насыщающих их флюидов, распределении по пласту насыщенностей, давлений и т.д. При этом результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки должны быть согласованы с динамикой

разбуривания объектов, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения (табл.П.3.2, П.3.3, П.3.4).

Расчеты по прогнозу технологических показателей разработки должны проводиться с использованием математических моделей, надежность которых подтверждена их предварительным тестированием. В проектном документе необходимо дать подробное обоснование выбора той или иной математической модели и способа построения геологической модели, а также изложить их основные принципы.

Для крупных месторождений должны создаваться системы контроля и управления процессами разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, направленные на построение постоянно-действующих геолого-технологических моделей объекта и процесса разработки, их постоянное уточнение по данным бурения новых скважин, гидродинамических исследований и данным истории разработки, на выбор мероприятий по управлению процессом разработки исходя из результатов математического моделирования.

Постоянно-действующие модели отличаются комплексным совместным использованием геологических и гидродинамических моделей пласта и представляют совокупность:

- детальной трехмерной адресной геолого-математической модели залежи;
- различных двумерных и трехмерных, трехфазных и композиционных физически содержательных математических моделей процессов разработки;
- автоматизированных банков геологических, геофизических и геолого-промысловых данных;
- программных средств подгонки математических моделей по истории разработки месторождения;
- средств выбора управляющих воздействий;
- методов и программ оптимизации процесса разработки при использовании трехмерной модели фильтрации по заданным технологическим и экономическим критериям;
- баз знаний и экспертных систем для принятия решений при управлении процессом разработки;
- диалоговых систем и средств цветной компьютерной графики обеспечивающих эффективную работу специалистов геологов и технологов по разработке.

С помощью постоянно-действующих моделей выявляются слабодренлируемые и застойные зоны залежи, устанавливаются их размеры и способы вовлечения в активную разработку путем:

- оптимизации плотности сетки скважин за счет выбора рационального количества добывающих и нагнетательных скважин;
- повышения среднего дебита новых скважин за счет правильного выбора мероприятий по заканчиванию, применению глубокопроникающего гидроразрыва пласта, бурению горизонтальных скважин;
- повышения среднего дебита переходящих скважин за счет: выбора наиболее эффективных совместных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин; оптимизации работы системы скважина-пласт путем выбора рационального способа эксплуатации скважин; совершенствования системы контроля и регулирования выработки запасов и снижения темпов обводнения; ОПЗП, интенсификации работы скважин.

Правильный выбор расчетной геологической схемы-модели пласта и соответствующей ему гидродинамической модели, в совокупности учитывающей специфические особенности строения и условия разработки каждого конкретного месторождения, в значительной мере определяет надежность обоснования извлекаемых

запасов и КИН.

При составлении проектного документа по длительно разрабатываемым объектам рассчитанные значения коэффициентов нефтеизвлечения и технологических показателей разработки желательно сопоставить с таковыми по зонам с высокой степенью выработки, с возможными конечными значениями КИН, полученными с помощью экстраполяционных методов, а также в полностью промытых зонах.

При применении методов повышения нефтеизвлечения в дополнение к табл. П.3.5 и П.3.6 приводятся все исходные данные, используемые в расчетах показателей разработки. К ним относятся, например, теплофизические свойства породы и пластовых жидкостей, параметры, характеризующие фазовое поведение смесей нефть-вода-газ (константы равновесия, растворимости, давления смесимости и т.д.), реологические свойства нефтей и закачиваемых агентов, параметры, определяющие зависимость вязкости (подвижности) нефти и воды от давления, газонасыщения, влияние рабочего агента, адсорбции и десорбции на породы пласта и др.

Содержание и форма представления данных в табл. П.3.5 и П.3.6, не относящихся к обязательным в проектном документе, с учетом рассматриваемых вариантов разработки, методов воздействия и принятой методики расчета определяются авторами проектных документов.

В проектах разработки параметры расчетной модели (проницаемость, коэффициенты продуктивности и приемистости, размеры законтурной области, функции модифицированных фазовых проницаемостей, адсорбции, десорбции и т.д.) уточняются по истории разработки пласта, его части или первоочередного участка или приводятся данные, подтверждающие правомерность применения (использования) выбранной методики, по форме табл. П.3.7 или аналогичной.

Для оценки извлекаемых запасов нефти на завершающей стадии разработки (когда текущая обводненность продукции составляет 60-80% и более) в условиях неизменности реализуемой на месторождении системы разработки могут применяться методы, основанные на использовании различных модификаций эмпирических зависимостей (характеристики вытеснения). В указанных условиях эти зависимости позволяют с достаточной точностью оценивать начальные извлекаемые запасы нефти и время окончания разработки залежи при заданных темпах отбора жидкости и экономически обоснованной предельной обводненности продукции скважин.

При использовании этих методов оценки извлекаемых запасов необходимо изложить их принципы, представить характеристики вытеснения и привести соответствующие расчеты. Следует привести обоснование допустимости использования этих методов, связав их с неизменностью системы разработки в процессе дальнейшей выработки запасов или же с тем, что ожидаемые трансформации системы разработки, а также внедряемые в будущем различные методы воздействия на пласт не приведут к ощутимым изменениям в характере выработки запасов. В случае, когда обводненность по месторождению сравнительно невелика и нельзя с высокой степенью уверенности утверждать, что на месторождении не будут происходить значительные изменения системы (принципов) разработки, необходимо указать вероятность выхода характеристики вытеснения на прямую, воспользовавшись соответствующим РД. Поскольку существует большое число методов оценки извлекаемых запасов, основанных на эмпирических зависимостях, то желательно, чтобы авторы проектных документов воспользовались несколькими из них Q последующим сопоставлением получаемых результатов.

3.3.2. Построение цифровой геологической и фильтрационных моделей объекта как основы для проектирования разработки.

Современные геолого-технологические модели отличаются комплексным совместным использованием геологических и фильтрационных моделей пласта и представляют совокупность:

- детальной цифровой трехмерной адресной геолого-математической модели залежи;

- двумерных и трехмерных, трехфазных и композиционных физически содержательных математических моделей процессов разработки.

В проектном документе необходимо дать подробное обоснование выбора той или иной математической модели и способа построения геологической модели.

Под цифровой геологической (геолого-математической) моделью понимается представление геологического объекта в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется:

- идентификатором пласта;
- пространственными координатами узлов ячеек и скважин;
- средними для каждой ячейки значениями параметров, характеризующих свойства пород, а именно: эффективную и нефтенасыщенную толщину, пористость, проницаемость, глинистость, песчанистость, начальную (текущую) насыщенность и удельные запасы флюидов.

Программный комплекс геологической модели осуществляет формирование параметров, необходимых для проектирования, построение карт и профилей распределения параметров по объему пласта, оценку коэффициента охвата пласта вытеснением и дифференцированный подсчет запасов нефти и газа.

Под цифровой фильтрационной моделью понимают совокупность представления объекта в виде двумерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает:

- значения относительных фазовых проницаемостей для отдельных участков объекта;
- зависимости капиллярных давлений от насыщенности;
- данные PVT;
- массив скважин, который содержит интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое и забойное давления, месячные данные о дебитах (расходах) фаз, режим работы, коэффициенты продуктивности (приемистости), сведения об ОПЗ, РИР, ГРП. Указанные сведения должны охватывать весь срок разработки объекта.

Помимо наличия дополнительных параметров фильтрационная модель часто отличается от геологической большей схематизацией строения, объединением нескольких геологических объектов в единый объект разработки.

Программный комплекс фильтрационной модели осуществляет решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учётом их взаимодействия с поверхностью породы, межфазных явлений и фазовых переходов [74-76]. Такие модели должны учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы реализуемого процесса разработки (неоднородность пластов по толщине и простиранию, многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитационные силы, нелинейность законов фильтрации, порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, наличие газонасыщенных и водонасыщенных частей пласта и др.).

На стадии составления повторного проектного документа необходимо учитывать дополнительную информацию о строении продуктивных пластов, свойствах пластов и насыщающих их флюидов, распределении по пласту насыщенностей, давлений и т.д. При этом результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки должны быть согласованы с динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения (табл.П.3.2, П.3.3, П.3.4).

В проектах разработки следующие параметры расчетной модели уточняются по истории разработки пласта, его части или первоочередного участка:

- размеры законтурной области;
- геологические запасы нефти и газа;
- проницаемость и гидропроводность пласта;
- коэффициенты продуктивности и приемистости;
- функции модифицированных фазовых проницаемостей;
- функции адсорбции, десорбции и т.п.

Данные, подтверждающие правомерность применения уточненной модели, приводятся по форме табл. П.3.7 или аналогичной.

Геологическая и фильтрационная модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, в сочетании с базой геологической геофизической, гидродинамической и промысловой информации называются постоянно-действующей геолого-технологической моделью объекта. Она является основой для регулирования и оптимизации его разработки. Базы данных постоянно-действующей модели непрерывно пополняются как за счет данных по вновь бурящимся скважинам, так и за счет новых данных гидродинамических и других исследований и истории разработки. На основе этой периодически (не реже 1 раза в год) уточняется геологическая и фильтрационная модель объекта, составляется прогноз технологических показателей при существующей системе разработки, формируются варианты совершенствования и оптимизации разработки в рамках уточненной модели объекта, рассчитываются прогнозные показатели разработки для усовершенствованных вариантов и на этой основе геологической службой нефтегазодобывающего предприятия и объединения составляется план мероприятий по управлению разработкой.

Цифровые геологические и фильтрационные модели должны создаваться с помощью программных пакетов, апробированных в отечественной и иностранной нефтяной промышленности. Те части пакетов, которые допускают тестирование, - обработка ГИС, обработка сейсморазведки, программы картопостроений, подсчета балансовых запасов, моделирования фильтрации флюидов, обработки ГДИ - должны быть протестированы в специальных центрах, список которых утверждается ЦКР.

В дальнейшем для реализации эффективной системы управления разработкой необходимо иметь программные средства подгонки математических моделей по истории разработки месторождения и средства выбора управляющих воздействий, включающие программы оптимизации процесса разработки по заданным технологическим и экономическим критериям, базы знаний и экспертные системы для принятия решения при управлении процессом разработки.