

3.3.3. Измерения характеристик пластов для создания моделей.

Создание компьютерных геологических и фильтрационных моделей, адекватных реальному строению объектов и обеспечивающих оптимальность разработки, предъявляет повышенные требования к системе измерений геологических, геофизических, гидродинамических и промысловых характеристик.

На новых месторождениях в проектах разведки и доразведки должны быть предусмотрены:

- проведение детальной площадной сейсморазведки, а на месторождениях со сложным строением (предполагаемое наличие тектонических нарушений, клиноформное или линзовидное строение, и т.п.);
- проведение объемной сейсморазведки с соблюдением качества измерений не ниже обеспечиваемого ведущими мировыми фирмами;
- высокоточная инклинометрия;
- проведение акустического и гамма-гамма плотностного каротажа в максимальном числе разведочных скважин;
- проведение ВСП в различных фациальных зонах объекта, хотя бы по одной скважине в каждой зоне;
- измерение фазовых проницаемостей и капиллярных кривых для пород разных классов по фильтрационно-емкостным свойствам (литолого-структурных классов), хотя бы по одному образцу для каждого класса;
- измерения ГИС с соблюдением всех требований инструкций по качественному проведению каротажа и метрологическому его обеспечению.

На уже действующих месторождениях должна быть разработана и реализована программа повторения инклинометрии действующих скважин гироскопическими инклинометрами, а также программа обеспечения достоверных индивидуальных замеров дебитов нефти, газа и воды на скважинах современными высокоточными приборами. Необходимо обеспечить существенное повышение точности и достоверности гидродинамических исследований скважин, в особенности на начальной стадии разработки месторождений и на этапе опытно-промышленной эксплуатации.

3.3.4. Исходная информация для создания математических моделей.

Определенные в данном разделе модели объекта (залежи, месторождения) являются конечным цифровым отображением представления о нем, полученного в результате детальной обработки (переработки), интерпретации и комплексного анализа всей геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой информации.

Цифровая геологическая и фильтрационная модель объекта (залежи, месторождения) создается с использованием следующей информации:

- данных геологического изучения района, стратиграфии отложений, тектонических особенностей геологического строения, палеогеологических, палеогеографических реконструкций;
- данных дистанционных методов исследований (космо- и аэроснимки, аэрогамма- и тепловая съемка и т.п.);
- данных грави-, магнито- и электроразведки;
- данных площадной и объемной сейсморазведки на территории месторождения и сопредельной территории, исследований ВСП;
- данных каротажа открытого ствола и в обсаженных скважинах;
- данных потокометрии, термометрии и других геофизических методов контроля за разработкой;
- измерений КВД, КВУ и гидропрослушивания;
- измерений испытателем пластов и опробователем на кабеле;
- измерений физических свойств пород на образцах керна (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, электрические, магнитные, акустические, радиоактивные свойства и т.п.),

- данных PVT;
- гранулометрических, минералогических исследований на образцах керна и шлама и т.д.;
- измерений относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений для отдельных участков объекта;
- данных измерений дебитов нефти, газа и воды, пластовых давлений, объемов закачиваемых агентов для поддержания пластового давления;
- других данных по оологическому строению, свойствам пород и течению процессов разработки.

3.3.5. Обработка и интерпретация исходных данных.

После сбора информации, указанной в п.3.3.4, должна быть проведена оценка качества каждого из видов имеющейся информации и ею достоверности.

Как правило, если только не доказана достоверность предыдущих исследований и анализов, при построении цифровых геологической и фильтрационной моделей должны быть проведены:

- перемасштабирование, переработка и переинтерпретация данных ГИС;
- переработка и переинтерпретация данных сейсморазведки;
- уточнение петрофизических зависимостей, являющихся основой интерпретации данных ГИС и сейсморазведки;
- переработка данных ГДИ и их комплексная интерпретация с данными ГИС, разработки;
- палеотектонический анализ;
- палеогеографические и палеогеоморфологические исследования;
- фациально-формационный анализ, включая выявление седиментационных циклов осадконакопления;
- анализ разработки с отбраковкой ненадежных и недостоверных сведений, с проверкой представления о геологическом строении по данным разработки;
- дешифрование данных дистанционных методов исследования,
- комплексный анализ всех геолого-геофизических, гидродинамических и промысловых данных об объекте.

Особое внимание должно быть уделено построению модифицированных функций фазовых проницаемостей. Функции относительных фазовых проницаемостей, входящие в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, в настоящее время обычно определяются экспериментально на малых образцах породы (кернех), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта. Известно, что функции относительных фазовых проницаемостей зависят от множества факторов: структурной характеристики среды, смачиваемости, градиента давления, истории насыщения и др. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то эти функции должны зависеть от масштаба осреднения. Следовательно, функции относительных проницаемостей, определенные на кернах, не являются точной характеристикой многофазного течения в пласте и должны быть модифицированы. В целях прогноза нефтеотдачи и обводнения залежи с помощью фильтрационной модели необходимо определять модифицированные фазовые проницаемости непосредственно на объекте по известной динамике добычи нефти, воды и газа из участков, разрабатываемых в первую очередь [74].

Таким образом, построение цифровой модели объекта, как правило, включает переработку, переинтерпретацию и переосмысление всего имеющегося материала; создание самого компьютерного отображения, объекта является лишь завершающим элементом исследования.

3.3.6. Представление моделей.

Созданные модели должны быть представлены в виде, допускающем их проверку независимыми экспертами. Для этого должны быть предоставлены:

- список использованных исходных материалов и литературных источников;
- исходные материалы в том виде, в котором они были получены авторами созданной

модели (по требованию эксперта);

- результаты переобработки и переинтерпретации по каждому виду информации в виде, удобном для эксперта (в цифровом виде в ASCII; файлах либо на бумажных носителях в виде разрезов, карт, графиков). Итоговая модель должна быть представлена в виде: цифрового куба данных (кубов данных) в виде ASCII файлов, или, при наличии технической возможности, в том формате, который позволяет эксперту визуализировать модель на дисплее, выводить различные данные на плоттер и т.д. На бумажных носителях должны быть представлены:

- послойные карты подсчетных и фильтрационных параметров, (пористости, проницаемости, насыщенности начальной и текущей, общих, эффективных и нефтенасыщенных эффективных толщин, песчанистости, удельной продуктивности, удельных запасов);
- структурные карты продуктивных пластов;
- геологические разрезы;
- карты распространения непроницаемых (малопроницаемых) перемычек, песчаных тел;
- карты зонального (фациального) строения продуктивных пластов;
- прогнозные карты насыщения пласта углеводородами и удельных запасов на 3-й, 5-й, 10-й, 15-й, 20-й год разработки;
- карты текущих и накопленных отборов и закачки воды по скважинам (по годам);
- графики (по годам) накопленных отборов и закачки;

Таблицы технологических показателей, полученных на модели, представляются по формам настоящего Регламента.

Должен быть представлен также список данных, занесенных в базу, данных по месторождению, а также сама база данных в виде ASCII файлов либо в том формате, который необходим нефтяной компании-заказчику работ.

Представляется также краткое описание использованного пакета программ и список процедур использованных при построении модели, с необходимыми пояснениями или обоснованиями выбора набора графических процедур.

3.3.7. Создание и экспертиза моделей.

Создание цифровых геологических моделей осуществляется специализированными коллективами - аналитическими центрами нефтяных компаний, территориальными НИПИ, ВНИИнефтью, ЦГЭ и т.п.

При рассмотрении технологических документов на ЦКР в состав экспертной группы в обязательном порядке включаются эксперты-специалисты по созданию компьютерных геолого-технологических моделей. На заседание ЦКР представляется специальное экспертное заключение о надежности и достоверности созданной модели в рамках имеющегося количества и качества исходной информации и возможности ее использования в режиме постоянно-действующей модели для регулирования разработки.

3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов.

3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов.

На многопластовых месторождениях на основании данных комплексного геолого-промыслового изучения фактического состояния их разработки, возможностей техники и технологии эксплуатации скважин с учетом опыта разработки месторождений со сходными условиями и необходимости достижения высоких технологических и экономических показателей разработки по всем продуктивным пластам и месторождению в целом обосновывается выделение эксплуатационных объектов. На основании анализа данных, приведенных в предыдущих разделах, для каждого эксплуатационного объекта, их участков (блоков, зон), выделенных для самостоятельных расчетов, обосновываются исходные геолого-физические характеристики (приводятся в табл.П.3.8).

В газонефтяных залежах при определенных геологических условиях самостоятельным объектом разработки может быть газовая шапка. В этом случае

составляется соответствующая таблица (аналогичная табл.П.3.8), которой представляются сведения, характеризующие геолого-физических свойства газонасыщенной части пласта,

В данном разделе в случае если месторождение (залежь) имеет сравнительно продолжительный срок эксплуатации, необходимо привести данные об эффективности (оправданности) выделения объектов разработки в предыдущих проектных документах, причем это следует связать с применяемыми системами разработки этих объектов, режимами работы скважин. Следует указать на происходившие в предыдущий период объединения или разукрупнения объектов, проанализировать причины подобных решений, оценить их оправданность, проанализировать осложнения, вызванные объединением или разукрупнением объектов, исследовать эффективность применяемых мероприятий, направленных на снижение негативных последствий от этих осложнений.

Учитывая накопленный по месторождению опыт, следует сделать соответствующие выводы и дать рекомендации относительно выделения объектов разработки (их разукрупнение, объединение) при дальнейшей эксплуатации залежи.

При обосновании выбора эксплуатационных объектов необходимо указать на наличие литологических окон, через которые возможны межпластовые перетоки, на герметичность цементного камня (это весьма важно для случаев, если нагнетательные скважины одного объекта в плане располагаются близко от добывающих скважин другого объекта, что повышает вероятность межпластовых перетоков по заколонному пространству), на близость (или различие) в фильтрационных свойствах, пластовых давлениях, запасах нефти или газа, степени их выработанности (эти моменты являются определяющими при принятии решений о разукрупнении объектов или же, наоборот, совмещении пластов).

Необходимо рассмотреть энергетические характеристики каждого из объектов, активность законтурных вод. Привести данные о добывных возможностях каждого из объектов, текущих и вероятных ожидаемых дебитах (приемистости) скважин, что определяет рентабельность разработки объекта самостоятельным фондом. Необходимо представить промысловые данные, если таковые имеются, о характере и эффективности работы скважин (добывающих и нагнетательных) при отдельной и совместной эксплуатации пластов (зон, участков), о характере продвижения закачиваемых вод, изменения текущего пластового давления во времени, привести результаты потокометрии, термометрии, а также результаты других геофизических, а также гидродинамических исследований, которые несут информацию о характере выработки запасов из рассматриваемых объектов. Важно оценить эффективность системы разработки (системы воздействия, схемы размещения и плотности сетки скважин) при совместной или отдельной эксплуатации объектов, отдельных зон и участков.

Выделение эксплуатационных объектов необходимо увязать с возможностями трансформации системы воздействия в процессе выработки запасов, возможностями внедрения различных методов увеличения нефтеотдачи без ущерба для других объектов.

При объединении нескольких пластов, в целях увеличения добычи нефти по месторождению необходимо учесть возможности последующего их разукрупнения. Следует учитывать возможность возврата обводнившихся скважин с нижележащего объекта на вышележащие. Необходимо указать объекты возврата, которые по техническим, технологическим или экономическим причинам нельзя эксплуатировать как самостоятельным, так и совместным фондом скважин. Следует учитывать возможность внедрения различных модификаций системы воздействия (совместная закачка, отдельный отбор; отдельные отбор и закачка; по отдельным зонам или отдельным скважинам совместные или отдельные закачка, отбор и т.д.). При выделении эксплуатационных объектов необходимо предусмотреть возможность контроля за выработкой запасов по каждому из объектов, возможность регулирования этого процесса.

Нужно провести исследования вероятных осложнений, которые могут возникать

при совмещении нескольких объектов в предстоящий период эксплуатации залежи, раскрыть причины этих осложнений, рекомендовать методы, направленные на ликвидацию или уменьшение негативных последствий этих осложнений.

Обоснование выбора эксплуатационных объектов иллюстрируется соответствующими таблицами, графиками, номограммами по усмотрению проектантов.

В качестве самостоятельных объектов могут выделяться водонефтяные, подгазовые и др. зоны в случаях сосредоточения в них значительных запасов нефти или газа или широкого распространения их по площади залежи.

3.5. Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт.

3.5.1. Обоснование технологий воздействия на пласт и призабойную зону пласта.

Обоснование технологий производится на основе петрофизического анализа пород-коллекторов, определения фильтрационных параметров кернов, специальных экспериментальных и теоретических исследований, анализа результатов исследования пластов и скважин и других лабораторных и промысловых данных. Выбор осуществляется на основе сопоставительного анализа эффективности возможных технологий.

Приводятся результаты лабораторных исследований рекомендуемых технологий, в том числе влияния параметров технологий (величина оторочки реагента, давление закачки, концентрация реагента и других) на величину коэффициентов вытеснения и нефтеотдачи

В случае поэтапного освоения технологий воздействия на пласт приводятся программа необходимых дополнительных лабораторных и теоретических исследований, программа опытных работ с комплексом исследования пластов и скважин для объективной оценки эффективности новой технологии по сравнению с базовой. Излагается последовательность внедрения новой технологии.

3.5.2. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт и призабойную зону пласта.

При обосновании выбора рабочего агента для воздействия на пласт исследуются поглощающие способности скважин, анализируются результаты гидродинамических исследований, приводятся данные о пробных закачках воды. Необходимо представить данные о взаимодействии закачиваемых вод с горными породами, глинистым цементом, пластовыми водами, нефтью и газом при различных давлениях и температурах. Все эти исследования особенно важны для полимиктовых, низкопроницаемых и карбонатных коллекторов, смолистых и парафинистых нефтей.

В случае использования в качестве рабочего агента воды необходимо решить вопрос, будет закачиваться холодная или подогретая вода и дать допустимое КВЧ. Необходимо указать источники водоснабжения (речная, подрусловая, морская, сточная вода и др.). Если на месторождении намечено газовое или водогазовое воздействие, необходимо провести аналогичные исследования, указать источники газа и их ресурсы.

При обосновании выбора рабочего агента необходимо указать как ожидаемые осложнения, так и методы борьбы с ними (содержание взвешенных частиц, отложение гипса на НКТ и погружном насосном оборудовании, предупреждение возникающего отложения парафина при закачке холодной воды при разработке месторождений с парафинистыми нефтями, разбухание глинистого цемента при закачке пресных вод в продуктивные пласты, образование кристаллогидратов при газовом и водогазовом воздействии, невозможность повторного использования попутных вод в системе ППД при воздействии паром и горячей водой и т.д.).

При применении методов повышения нефтеизвлечения формулируются основные требования к агентам, используемым при реализации конкретного метода, и композиции на их основе. Приводятся основные сведения об агентах, наличии их ресурсов, свойствахготавливаемых растворов. При применении композиций на основе

нескольких агентов дается состав смеси и ее основные характеристики. Приводятся данные о совместимости закачиваемых агентов с пластовыми жидкостями, о взаимодействии с металлом труб и оборудования при различных давлениях и температурах.

Требования, предъявляемые к вытесняющим агентам, и меры безопасности применения агентов составляются в соответствии с РД по методам, а физико-химические свойства их берутся из ГОСТ и ТУ и приводятся отдельно для каждого рабочего агента.

В этом разделе необходимо привести данные о технической и технологической осуществимости рассматриваемого метода воздействия на пласт в условиях данного месторождения (наличие специального или серийного оборудования, источников получения компонентов и т.д.). Необходимо привести данные о техническом состоянии колонны (коррозия, заколонные перетоки). Следует привести информацию о возможности обеспечения охраны недр и окружающей среды (межпластовые перетоки закачиваемого агента через литологические окна или по заколонному пространству, утилизация попутных вод, воздействие на окружающую среду и технический персонал при приготовлении и транспортировке агента к нагнетательной скважине).

3.6. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В данном разделе необходимо указать применяемую систему разработки, ее трансформацию в процессе выработки запасов, проанализировать причины, вызвавшие эти трансформации. Необходимо привести данные, свидетельствующие об эффективности и оправданности этих изменений. Необходимо связать существующую систему разработки с состоянием выработки запасов, отклонениями показателей разработки от проектных уровней. Указать осложнения, возникающие при разработке залежи при существующей системе, раскрыть их причины, выявить методы, устраняющие эти осложнения или снижающие их отрицательные последствия, сделать соответствующие выводы и дать рекомендации, направленные на повышение эффективности выработки запасов.

На основе анализов, проведенных в этом, а также в предыдущих разделах, необходимо обосновать выбор расчетных вариантов разработки, которые могут различаться видами воздействия на залежь, рабочими агентами, системами размещения добывающих и нагнетательных скважин и их трансформацией в процессе разработки, плотностью сеток скважин, режимами работы скважин, числом самостоятельных объектов разработки, темпами ввода месторождения в разработку, способами эксплуатации скважин, режимами работы залежей, характером и очередностью выработки запасов из нефтенасыщенной и газонасыщенной частей пласта, стационарным или переменным положением ГНК, применяемыми методами увеличения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи с применением скважин с горизонтальными стволами, массивированных гидравлических разрывов пластов, методов раздельной закачки и эксплуатации пластов, мероприятиями, направленными на охрану недр и окружающей среды и другими характеристиками.

Выбор расчетных вариантов необходимо производить с учетом особенностей геологического строения и коллекторских свойств пластов, физико-химических характеристик пластовых жидкостей, режимов работы пластов и скважин, сложившейся системы разработки, результатов авторского надзора и анализа разработки месторождения, степени выработанности и структуры остаточных запасов, ресурсов необходимой для заводнения воды.

При выборе расчетных вариантов принимается во внимание необходимость создания условий для максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов, опыт разработки залежей со сходными характеристиками, наличие

серийного оборудования и агентов для реализации проектируемых систем разработки, экономико-географические особенности района, природоохранные требования и т.д. Весьма важное, а подчас и определяющее значение, имеет также продолжительность вывода залежи на стабильную добычу, уровень и продолжительность стабильной добычи, наличие потребителей, удаленность от магистральных нефтепроводов.

Для месторождений с широкими водонефтяными, подгазовыми и газовыми зонами при необходимости рассматриваются варианты с выделением этих зон в самостоятельные площади разработки. При этом по каждой из этих зон могут быть свои варианты разработки, которые должны быть увязаны друг с другом.

Для многопластовых месторождений рассматриваются варианты совмещенной и самостоятельной разработки пластов с выделением базисных эксплуатационных объектов и площадей, объектов возврата.

Для газонефтяных месторождений при наличии соответствующих условий рассматриваются варианты разработки с применением барьерного заводнения, обосновываются местоположение барьерного ряда и количество скважин в нем, порядок и очередность их освоения, сроки создания барьера, продолжительность отработки нагнетательных скважин на нефть, величины отбора свободного газа из добывающих газовых скважин, конструкции газовых скважин, конструкции нефтяных скважин (для случая если после выработки нефтяной оторочки скважины переводятся на добычу газа), условия вскрытия нефтяной части пласта (расстояние между интервалом перфорации и ГНК, наличие между ними непроницаемых глинистых экранов), принципы изменения интервалов перфорации (дострелы, заливки и т.д.), создаваемые депрессии и репрессии, принципы разработки газовой шапки (после выработки запасов нефтяного слоя), количество газовых скважин, режимы их эксплуатации и т.д.

Для месторождений, у которых пластовое давление близко к давлению насыщения, расчетные варианты могут отличаться степенью снижения забойного давления в добывающих скважинах и пластового давления относительно давления насыщения. В зависимости от степени снижения может иметь место выигрыш в текущей добыче нефти, но потери в КИН, и наоборот. В данном случае необходимо привести данные исследований этого процесса и обосновать технологические решения, принимаемые в каждом из вариантов.

Для парафинистых нефтей и нефтей с начальным градиентом сдвига рассматриваемые варианты могут отличаться температурой закачиваемой воды и технологией ее закачки (ступенчатое термальное заводнение). Эти моменты также нуждаются в обосновании.

В расчетных вариантах при наличии достаточного объема геолого-физической информации о пласте, в частности данных о распределении насыщенностей, для конкретных условий должны быть рассмотрены мероприятия по вовлечению в разработку недренируемых запасов нефти путем бурения дополнительных скважин и разделения (разукрупнения) эксплуатационных объектов, объединению пластов, усилению систем поддержания пластового давления и переход на более активную систему разработки (перенос фронта нагнетания воды, внедрение очагового, избирательного заводнения, переход на площадные системы разработки и т.д.) Следует также рассмотреть мероприятия по регулированию, связанные с изменением режимов работы нагнетательных и добывающих скважин. - форсирование или ограничение отборов и закачки жидкости, изменение давлений нагнетания и отбора (нестационарное заводнение), перенос интервалов перфорации. Надежное прогнозирование возможного эффекта от проведения предлагаемых конкретных мероприятий по регулированию разработки может проводиться только с применением адекватных моделей фильтрации, идентифицированных с параметрами пласта по данным истории разработки.

При обосновании расчетных вариантов следует учитывать необходимость решения вопроса о наиболее полном и рациональном извлечении попутных ценных компонентов,

содержащихся в газе и пластовой воде, в случае, если их запасы имеют промышленное значение.

В расчетных вариантах рассматриваемые технологические решения должны быть увязаны с решением экологических проблем (применение кустового безамбарного бурения, строительство дамб и специальных защитных сооружений, выделение участков, неустойчивых к техногенным нагрузкам, охранных зон) и принципами обустройства наземного хозяйства.

В технологических схемах, проектах и уточненных проектах разработки число расчетных вариантов должно быть не менее трех с различными системами размещения скважин.

Если месторождение (залежь) находится в промышленной разработке, один из расчетных вариантов (базовый) должен совпадать с фактически реализуемым вариантом технологической схемы или проектом разработки месторождения с учетом изменившихся представлений о геологе физических свойствах продуктивных пластов и запасов углеводородов.

Обоснование извлекаемых запасов и технологических показателей разработки мелких месторождений (с балансовыми запасами до 3 млн.т) проводится для одного варианта "редкого" размещения скважин. выбираемого с учетом возможного последующего уплотнения сетки и конкретных геолого-промысловых особенностей разработки месторождения. Полученная величина коэффициента извлечения нефти подлежит обязательному последующему уточнению в проектных документах на разработку.

Поскольку технологические показатели рассчитываются отдельно по запасам категорий $A+B+d$ и C_2 , то и варианты разработки для этих категорий рассматриваются отдельно. Для категории C_2 можно ограничиться рассмотрением только одного рекомендуемого варианта разработки.

В целях равномерной нагрузки на нефтепромысловое и поверхностное оборудование рассматриваемые расчетные варианты должны предусматривать продолжительный период стабильной эксплуатации.

Во всех рассматриваемых вариантах разработки (в технологических схемах и проектах разработки) выделяется резервный фонд скважин.

Резервные скважины предусматриваются в целях вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом физико-химических свойств нефтей, характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т.д.

В технологических схемах, проектах и уточненных проектах разработки (в проектных документах) обосновывается количество скважин-дублеров. Эти скважины предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода скважин-дублеров обосновываются технико-экономическими расчетами с учетом возможной добычи нефти

Зависимость коэффициента охвата процессом вытеснения от плотности сетки скважин

Коэффициент охвата вытеснением, доли ед.

Системы размещения скважин

Плотность сетки скважин, га/скв

Рис. 3.1

из скважин-дублеров, на многопластовых месторождениях - с учетом возможного использования вместо них скважин возвратного фонда с нижележащих объектов. Поскольку расчетные варианты могут характеризоваться различным сроком разработки месторождения, соответственно и количество скважин-дублеров будет в каждом варианте различным.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки представляются в табл. П.3.9. В ней же в составе основных данных показан коэффициент охвата пластов процессом вытеснения. Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение перового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему перовому объему пласта. Этот коэффициент рассчитывается для всех рассматриваемых вариантов, систем размещения и плотностей сеток скважин по характерным участкам (блокам, зонам) с учетом их геологического строения и неоднородности.

Приводятся зависимости коэффициентов охвата процессом вытеснения от плотности сетки для различных систем размещения добывающих и нагнетательных скважин (рис.3.1).

Для обоснования принятых величин коэффициентов охвата процессом вытеснения приводятся необходимые графические построения и результаты расчетов, объем и форма которых определяются авторами проектных документов (табл. П.3.10).

При обосновании коэффициентов охвата пласта вытеснением необходимо учитывать факт неполного вскрытия пласта перфорацией и наличия между фильтром скважин и газонефтяным и водонефтяным контактами непроницаемых глинистых экранов, исключающих из активной эксплуатации подчас значительные запасы нефти. При этом должна учитываться динамика перемещения интервалов перфорации.

При обосновании коэффициентов охвата пласта вытеснением необходимо учитывать факт неполного вскрытия пласта перфорацией и наличия между фильтром скважин и газонефтяным и водонефтяными контактами непроницаемых глинистых экранов, исключающих из активной эксплуатации подчас значительные запасы нефти. При этом должна учитываться динамика перемещения интервалов перфорации.