

Содержание

Введение.....	3
1. Анализ существующих систем разработки и методов их оптимизации..	4
2. Теоретические основы используемые в работе методов моделирования..	7
3. Теоретическая основа применяемая в работе альтернативных методов оценки и прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий.....	10
4. Основные принципы создания трехмерной геоло-гидродинамической модели объекта, как основы по оптимизации системы разработки.....	12
Заключение.....	21
Список использованной литературы.....	22

Введение

Основная проблема разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии их эксплуатации, состоит в отсутствии адекватного соответствия параметров систем разработки геологическим особенностям продуктивных пластов. В результате такого несоответствия, выработка запасов нефти и газа осуществляется в неоптимальном режиме. Отсутствие адекватности связано, прежде всего, с естественным форсированием темпа разбуривания сетки скважин по отношению к формированию системы исследований и обработки полученной информации. Действительно, получение и обработка исходной геолого-промысловой информации, дальнейшее извлечение из них полезных сведений о пластах и использование этих сведений для принятия решений, является процессом куда более длительным, нежели формирование систем разработки месторождений. Поэтому, более или менее правильное представление о сложности строения пластовой системы обычно складывается к моменту заключительной стадии разработки продуктивных объектов, когда обводненность продукции скважин достигает высоких значений. В итоге, на данном этапе времени, возникает потребность в создании и применении эффективных методов адаптации систем разработки к геологическим условиям, позволяющих вовлечь в процесс добычи «застойные» зоны эксплуатируемых пластовых систем. Для обоснования параметров и эффективности процесса оптимизации систем разработки необходимо иметь правильное представление об основных элементах неоднородности пластовых систем и их свойствах, которые непосредственно влияют на полноту и интенсивность выработки запасов нефти. Знания о природной неоднородности пластов всегда получают посредством проведения геолого-промыслового анализа, выходом из которого является сложная модель продуктивного объекта, на основании которой и выбираются альтернативные варианты дальнейшей эксплуатации месторождения. Однако, в результате влияния экономических, социальных и технических факторов по большинству месторождений

(особенно Западной Сибири) наблюдается дефицит исходной информации, необходимой для качественного моделирования. Часто, весь спектр данных представлен только стандартными геофизическими исследованиями и сведениями о работе скважин, а остальные данные, в лучшем случае, имеют точечный характер и характеризуются не представительной для их статистической обработки выборкой. Такой факт приводит к возникновению промежуточной задачи, связанной с разработкой новых методических подходов к построению моделей пластов, позволяющих принимать эффективные решения в условиях минимума исходной информации.

1. Анализ существующих систем разработки и методов их оптимизации

На начальной стадии эксплуатации месторождений проектные системы разработки являются геометрически правильными, поскольку на данном этапе неоднородность пластов изучена слабо и поэтому проектирование расстановки скважин осуществляется на модели однородного пласта. На более поздних стадиях реализованные равномерные системы оказываются не эффективными, т. е. не способными полностью вовлечь в процесс разработки все запасы нефти при фактической неоднородности пластов, представления о которой существенно изменяются с момента полного разбуривания месторождения. В этом случае для регулирования процессов вытеснения нефти используются различные методы, позволяющие оптимизировать параметры реализованной системы разработки, тем самым полностью или частично устранять ее несовершенство по отношению к строению пласта. Но, как правило, использование их имеет локальный характер и не учитывает ни неоднородность удаленной части пласта, ни влияние на эффективность мероприятия системы разработки в целом.

Впервые системный учет глобальной неоднородности и особенностей системы заводнения был затронут при реализации гидродинамических методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пласта, а в частности

циклического заводнения. Известно, что на первых порах развития систем заводнения их назначение было односторонним и заключалось в поддержании энергетического потенциала пластов для сохранения высоких уровней добычи. Дальнейшие исследования показали, что различные системы расстановки скважин обеспечивают при прочих равных условиях различную степень охвата пласта разработкой и являются эффективным инструментом для управления фильтрационными потоками. Циклическое заводнение позволило в определенной степени решить проблему равномерности и полноты выработки запасов нефти путем усиления взаимодействия между высоко - и низкопроницаемыми участками разрабатываемого пласта, т. е. создания между ними полезных перепадов давлений, в результате которых происходило подключение в процесс разработки ранее не активных пропластков. Метод не требовал значительных затрат, поскольку реализовывался лишь путем управления режимов на добывающих и нагнетательных скважинах.

Однако, не смотря на относительную дешевизну циклического заводнения и его положительную эффективность, реализация этого метода на месторождениях Западной Сибири в полной мере проблематична из-за природно-климатических условий. Нестационарная работа нагнетательных скважин предполагает уменьшение объемов закачки воды, что в свою очередь приводит к замерзанию водоводов в зимний период. Поэтому метод становится сезонным и большую часть времени в году требует альтернативной замены. Несомненно, что такая замена, должна отталкиваться от идеи системного подхода, заключающегося в учете всех активных элементов, участвующих в процессе систем. В качестве таких элементов, для разрабатываемых пластов выступают, например, геологические тела, обладающие различными индивидуальными фильтрационно-емкостными свойствами, или системы трещин, являющиеся основными транспортными каналами для многих месторождений. Системы разработки состоят из элементов, представляющие собой блоки, участки или отдельные скважины, посредством которых происходит воздействие на элементы пластов. При применении любой

системной технологии важно иметь возможность непрерывно (а не сезонно) управлять эффективностью работы всех важных элементов взаимодействующих в процессе разработки природных и технических систем.

В качестве наиболее эффективной системы управления процессом вытеснения нефти из пластов, на сегодняшний день выступает аппарат математического моделирования, позволяющий обосновано, на качественном и, самое главное, на количественном уровне показать привлекательность применения того или иного метода воздействия на пласт.

Математические модели в процессе своей эволюции прошли долгий путь - от простого к сложному, от частного к общему. Первые модели имели вероятностно-статистическую основу, при которой фильтрационно-емкостные свойства пластов описывались либо средними значениями, либо известными законами распределения.

В процессе развития вычислительной техники и пополнения банка данных различного рода геолого-промысловой информацией, претерпели изменение и методы моделирования. Создаваемые модели стали более детерминированными и детальными, и на сегодняшний день достигли высокой точности аппроксимации, как самого строения пласта, так и процессов, протекающих в нем. Современные симуляторы разработки месторождений позволяют создавать численные трехмерные геолого-гидродинамические модели продуктивных пластов, которые используются для системного обоснования реализуемых на месторождениях вариантов развития систем разработки.

Главное достоинство численного геолого-гидродинамического моделирования заключается в способности прогнозировать множество геолого-технических мероприятий с учетом влияния на них большого числа факторов, связанных с особенностями геологического строения пластов и сложившейся к моменту моделирования системы разработки. Такая способность очень важна при обосновании и прогнозировании эффективности системных методов воздействия.

Однако, несмотря на ряд значительных достоинств цифровых моделей, в процессе их создания существуют некоторые осложнения, связанные в первую очередь с конфликтом высокой детальности математических расчетов и низкого качества или (и) небольшого количества исходной информации. Такие осложнения, как правило, частично или полностью решаются посредством комбинирования полномасштабного численного моделирования с набором инженерных методик, использующих упрощенные модели процесса. Упрощенные модели, как правило, являются малопараметрическими по сравнению со сложными многомерными моделями и оперируют, преимущественно, интегральными характеристиками, а потому они более устойчивы к погрешностям исходной информации. С помощью инженерных методик можно оценить примерный коридор значений какого-либо расчетного параметра, что позволит более правильно выбрать и обосновать исходные данные и различные зависимости для сложных моделей.

2. Теоретические основы используемые в работе методов моделирования

Построение геологической модели в первую очередь предусматривает схематизацию моделируемого объекта. Важным этапом схематизации является проведение детальной корреляции электрометрических разрезов, полученных при геофизических исследованиях скважин.

Детальная корреляция не всегда может ограничиваться только выделением продуктивных пластов в разрезе. В большинстве случаев, для качественного проектирования и анализа процессов разработки, необходимо знать положение и свойства слагающих пласт песчаных тел (фаций). Для этого следует детальную корреляцию сопровождать проведением фациального анализа, позволяющего определить условия осадконакопления в момент формирования пласта и на основании этого восстановить его так называемую «природную конструкцию». Такая «природная конструкция» должна давать представления

об основных элементах неоднородности пласта и особенностях их взаимодействия.

Процесс выделения фациальных групп в разрезе пласта опирается на методику, использующую в своей основе принципы выделения геологических образований по каротажным кривым, а в частности кривой самопроизвольной поляризации (ПС). Метод ПС, как известно, позволяет фиксировать естественные электрические поля, возникающие в результате протекания электрохимических реакций на границе между породой и буровым раствором. На кривой полученного сигнала выделяются области положительных и отрицательных аномалий, соответствующие глинистым отложениям и песчаникам.

Все аномалии (при некотором их упрощении и геометрической формализации) по своей форме могут быть приведены к нескольким простым фигурам (треугольник, прямоугольник, трапеция и т. д.) или их сочетаниям. В работе были установлены типичные формализованные формы кривых ПС, характеризующие принадлежность породы к той или иной обстановке осадконакопления. В условиях Западной Сибири выделяют три основных вида таких обстановок: континентальная, морская и переходная (дельтовая). На основании типичных форм кривых в разрезе идентифицируются границы фаций, которые пространственно соединяются между собой, образуя трехмерные геологические тела. Описание пространственного вида этих тел согласуется с гипотезой об их происхождении, и устанавливается окончательная фациальная конструкция исследуемого пласта.

Необходимо отметить, что знание генезиса горных пород позволяет не допустить ошибок при осуществлении корреляции электрометрических разрезов. Ориентируясь на классические представления о процессах седиментации в различных условиях, а также формах и пространственных положениях фаций можно практически безошибочно отбивать границы пластов и составляющих их геологических тел.

По завершении детальной корреляции выделенные границы продуктивных пластов и составляющих их фаций подаются на вход процесса построения виртуальной трехмерной геологической модели месторождения, в которой учитываются все особенности соединения пропластков и распределений фильтрационно-емкостных свойств, характерных для геологических тел различного генезиса. Построенные в модели кубы насыщенности необходимо обосновывать с учетом максимального сохранения равновесного состояния пласта в начальный период времени (до начала разработки). Данную задачу предлагается решать с использованием аналога модели капиллярно-гравитационного равновесия, основанная на обработке результатов интерпретации ГИС.

При адаптации гидродинамической модели рассматривается способ восстановления полей проницаемости путем интерполяции невязок по промысловым показателям.

Настройку показателей добычи нефти предлагается проводить посредством модификации фазовых проницаемостей, вид которых восстанавливается на основании промысловых данных. Использование такого подхода позволяет существенно сократить число настраиваемых параметров (степеней свободы), что в свою очередь поможет избавиться от множества не верных путей решения.

Для обоснования степени точности настройки технологических показателей по скважинам, при адаптации модели, был предложен дифференцированный подход, который заключается в установлении гибких пределов несоответствия фактических и расчетных показателей, в зависимости от их величины. При этом, для оценки точности настройки высокодебитных скважин, принимается величина относительной ошибки на уровне 5% (в соответствии с отраслевым регламентом), а для более низкопродуктивных скважин предельно-допустимая ошибка изменяется (растет) по степенному закону пропорционально величине настраиваемого показателя. Такой подход является более реальным, поскольку

для многих низкодебитных скважин сама величина дебита является пределом точности замера.

3. Теоретическая основа применяемая в работе альтернативных методов оценки и прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий

Необходимость применения альтернативных упрощенных методов оценки эффективности и прогнозирования мероприятий связана, по крайней мере, с двумя причинами. Первая причина заключается, как уже отмечалось выше, в отсутствии необходимой информации о свойствах пласта, влияющих на эффективность процесса применения той или иной технологии. Поэтому, во многих случаях наиболее адекватные результаты возможно получить, прибегнув к использованию методов статистики, которые могут учитывать скрытые связи изменений состояния пласта, отображаемые в виде колебаний на динамических графиках технологических показателей добывающих и нагнетательных скважин. Наиболее часто статистические методы используют для оценки эффективности отдельных мероприятий и поиска зависимостей эффекта от геолого-промысловых показателей. В результате определения таких зависимостей «добываются» новые знания о процессе разработке и устанавливаются наиболее влияющие на данный процесс факторы.

Второй причиной является оперативность принятия решений. Действительно, на создание полномасштабной геолого-гидродинамической модели зачастую тратится большое количество временных ресурсов (от нескольких месяцев до года), что, конечно же, не позволяет использовать её в этот период в системе принятия решений. Здесь и возникает необходимость в некотором оперативном инструменте, позволяющем в короткое время получить качественную и относительно грубую количественную оценку эффективности того или иного мероприятия.

Условно, все упрощенные методы разбиваются на две группы. В первую группу входят методы позволяющие оценить эффективность уже проведенных мероприятий, во вторую – методы способные осуществить прогнозную оценку дополнительно добытой нефти и выбрать наиболее перспективные скважины для осуществления посредством них воздействия на пласт.

В качестве применяемых в работе методов первой группы был выбран универсальный закон падения дебита нефти, разработанный . Данный закон обладает широким диапазоном качественной аппроксимации и основан на физически содержательной модели, поэтому, в настоящей работе был принят в качестве основного.

В рамках второй группы рассмотрены различные статистические подходы, позволяющие схематизировать основные элементы неоднородности и прогнозировать эффективность применения того или иного метода воздействия на пласт.

Для схематизации и формального описания элементов неоднородности можно использовать метод кластерного анализа, суть которого состоит в объединении в группы объектов с набором схожих признаков. В качестве объектов могут выступать пропластки, скважины с осредненными свойствами и т. д.

Получаемые в процессе математических вычислений кластерные области будут обладать отличными друг от друга геологическими характеристиками, однако, в своих пределах будут описываться только средними величинами фильтрационно-емкостных свойств. Применяя задачу разработки зонально-неоднородного пласта к полученной кластерной модели можно получить приближенную оценку эффективности размещения и последующего преобразования сетки добывающих и нагнетательных скважин

Для обоснования применения других методов увеличения нефтеотдачи, эффективность которых зависит не только от зональной, но и послойной неоднородности, а также ряда других факторов, которые не возможно учесть ни в упрощенных методах расчета, ни, даже, в полномасштабной геолого-

гидродинамической модели, целесообразно использовать статистические подходы, определяющие связь величины эффекта от применения технологии с геолого-промысловыми свойствами объекта воздействия. Причем, как правило, такие связи редко описываются простыми двумерными регрессионными зависимостями, поскольку на процесс фильтрации жидкости в пласте влияют сразу несколько факторов, к которым относятся и геологические свойства пластовой системы, и технологические особенности разработки, и, даже, человеческий фактор. Поэтому, для учета всех составляющих процесса, необходимо использовать многомерные статистические зависимости, которые позволяют учесть максимум влияющих на эффективность применяемой технологии свойств пласта и параметров процесса разработки.

Далее рассматривается инструмент множественной регрессии и сопутствующий ему метод факторного анализа, позволяющий не только редуцировать (сократить) необоснованно расширенный набор исходных параметров, но и определить структуру взаимосвязей между ними.

4. Основные принципы создания трехмерной геологидродинамической модели объекта, как основы по оптимизации системы разработки

На основании теоретических подходов к определению «природной конструкции» пластов, а также с использованием аппарата многомерной статистики, было восстановлено фациальное строение объекта АВ1-2 Поточного месторождения. Использованный при этом статистический метод кластерного анализа позволил на начальном этапе работы сформировать верную гипотезу о генезисе горных пород исследуемых пластов.

При использовании кластерного анализа в качестве объектов объединения, в нашем случае, выступили скважины, имеющие замеры геологических признаков в местах, где эти скважины были пробурены. Для каждого пласта

было сформировано по 2 группы скважин, схожих по своей геологической информации. Скважины, принадлежащие к разным кластерным группам, оказались не рассеянными беспорядочно по площади месторождения, а сконцентрировались в определенных зонах. Оконтуривание этих зон позволило получить границы непрерывно-протяженных областей, вытянутая форма которых указывала на наличие в пласте «шнурковых» геологических тел, сформировавшихся, либо в потоке русел древних рек, либо в прибрежной части моря под влиянием вдольбереговых течений.

Анализ форм каротажных кривых показал, что каждая кластерная группа, в своих пределах, имеет характерный для большинства скважин электрометрический разрез, причем в подошвенных частях пластов АВ1 и АВ2 четко выделяется высокопродуктивное песчаное образование. На основании метода формализации кривых ПС (по) был определен генезис каждого из пластов объекта, который указывает на то, что «шнурковое» тело, выделенное в результате кластерного анализа на пласте АВ2, относится к русловой фации, а поперечные высокопродуктивные зоны пласта АВ1 представлены группой баровых островов.

Пространственная схематизация фациальных тел, проведенная после детальной корреляции разрезов, позволила окончательно сформировать представления о генезисе продуктивных пластов. На карте толщин фаций (рисунок 1) видно, что массивное тело, выделенное на пласте АВ2 действительно имеет форму руслового канала, который на западе принимает форму дельтового веера, относящегося уже к переходной обстановке осадконакопления. Образование дельтового веера происходило вследствие впадения речного потока в морской бассейн, в условиях которого формировался пласт АВ1.

На карте совмещенных толщин двух фаций (рисунок 1) не трудно заметить, что баровые острова расположены в зоне образования промоины руслового канала. Такое расположение объясняется, скорее всего, длительным застойным периодом в движении морского бассейна, в результате которого тела,

сформировавшиеся в руслово-дельтовых образованиях, подвергались длительному воздействию на них вдольбереговых течений моря. Терригенный материал, откладываемый при впадении реки в море, разносился вдоль берега и накапливался в виде песчаных гряд, которые впоследствии превратились в группу баровых островов.

Обнаруженные фациальные тела представляют собой элементы макронеоднородности объекта, характеризующиеся индивидуальным распределением и средними значениями коллекторских свойств, которые являются определяющими факторами в процессе выработки запасов.

Используя выделенные границы, а также представления о характере напластования песчаных слоев и распределения свойств фаций, была создана геолого-гидродинамическая модель объекта АВ1-2 Поточного месторождения, в результате построения которой были успешно использованы описанные в предыдущем разделе теоретические подходы к моделированию и достигнута хорошая степень адаптации.

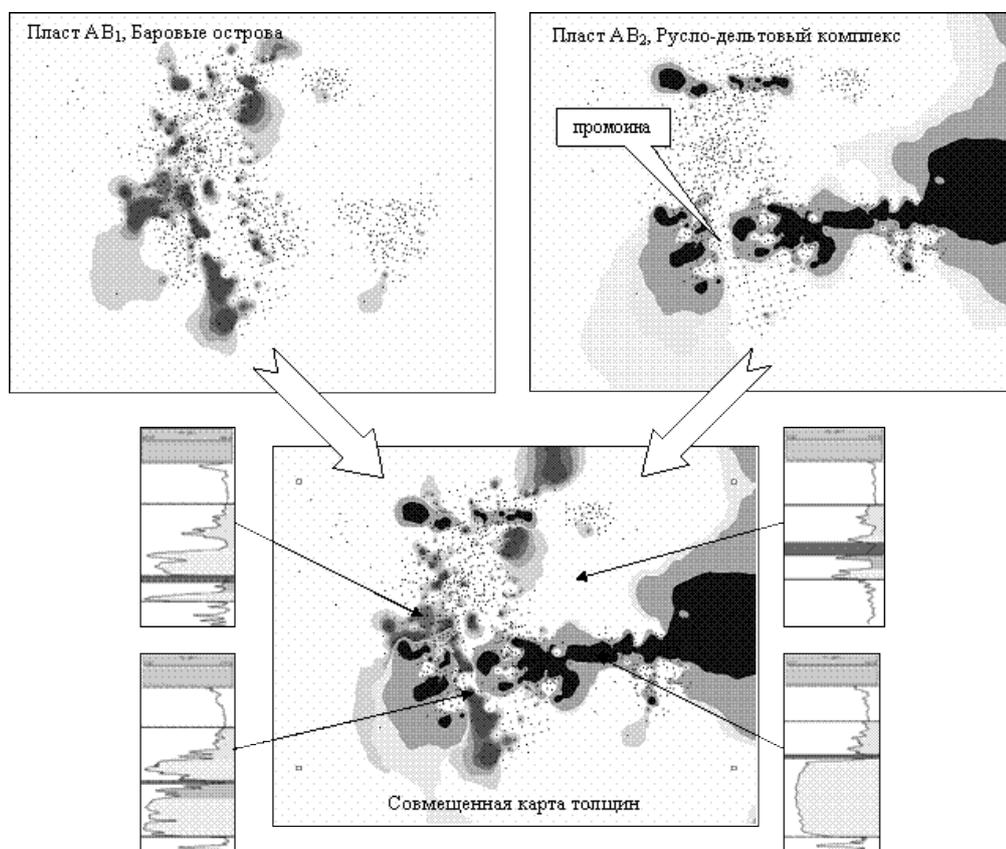


Рисунок 1 – Карта толщин фации баров и русел. Поточное месторождение, объект АВ1-2

Устанавливаются механизмы взаимодействия выделенных фациальных элементов объекта АВ1-2 Поточного месторождения, с учетом которых разрабатывается оптимальная схема относительного расположения добывающих и нагнетательных скважин. Проводится сопоставительный анализ эффективности применения других методов оптимизации системы разработки пластов с зональной неоднородностью. Рассматриваются альтернативные возможности упрощенного моделирования в области оценки и прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий.

В процессе проведения геолого-промыслового анализа были рассмотрены особенности выработки запасов объекта АВ1-2 Поточного месторождения, которые позволили получить следующие результаты:

1. По данным потокометрии, проведенной на скважинах, эксплуатирующих совместно все фациальные тела единым фильтром установлено, что наибольшую приточность обеспечивает фация русел. Фация шельфа имеет самый низкий охват вытеснением по мощности пласта.

2. По данным интерпретации ГИС уплотняющего фонда скважин определена степень выработки запасов, которая свидетельствует о наибольшем извлечении нефти из фаций баров, поймы и русла, причем для русловой фации зафиксирован подъем водо-нефтяного контакта. Фация шельфа, в которой сосредоточено 40 % запасов всего объекта, оказалась практически не вовлеченной в процесс разработки.

3. В ходе проведения дифференцированного подсчета текущих и конечных извлекаемых запасов нефти по каждой фации выявлено, что при общем коэффициенте нефтеизвлечения по объекту АВ1-2 равном 0,228, нефтеотдача, составляющих данный объект фаций, совершенно различна. Так, текущий КИН фации баров (0,320), более чем в три раза превышает КИН шельфовых отложений (0,100). Наиболее высокий КИН из всех имеет фация русел (0,380).

Анализ конечных КИН, рассчитанных по характеристикам вытеснения, показал, что их величина, для высокопроницаемых фаций, приближена, а в некоторых случаях превышает коэффициент вытеснения. Полученный результат теоретически можно объяснить наличием процесса дренирования запасов нефти низкопродуктивных коллекторов высокопроницаемыми областями фаций баров и русел. То есть, данные фации при определенных условиях играют роль «дренажной канавы». Одним из таких условий является создание перепадов давления между смежными разнопродуктивными зонами.

4. Аналогичный эффект «дренирования» установлен также на соседнем Южно-Покачевском месторождении, где присутствует тот же объект АВ1-2 со сходным геологическим строением. На данном объекте было замечено, что наибольшую нефтеотдачу пласта обеспечивает такая система разработки, при которой добывающие скважины сосредоточены в высокопроницаемых зонах, а нагнетательные скважины располагаются в смежных низкопродуктивных отложениях. Такое размещение скважин позволяет усилить перепад давления между низко и высокопроницаемыми смежными коллекторами, что в свою очередь позволяет вовлечь в разработку ранее не дренируемые запасы нефти.

Сделанные в процессе геолого-промыслового анализа выводы предопределили развитие дальнейших исследований в области оптимизации системы разработки на объекте АВ1-2 Поточного месторождения. Поскольку исследуемый объект является полностью разбуренным, то изменение пространственных расположений скважин, необходимое для эффективного функционирования системы относительно фациальной неоднородности, является невозможным. Поэтому в качестве оптимизации системы разработки рассмотрен принцип трансформирования схемы относительного расположения скважин, основанный на изменении их проектного назначения.

Для установления эффекта от трансформирования было сформировано два расчетных варианта дальнейшей разработки изучаемого объекта. Первый вариант предполагает дальнейшую разработку объекта системой скважин, сложившейся к текущему моменту времени. Во втором варианте проведено

изменение назначений скважин в соответствии с новыми идеями оптимизации, а именно переведены под закачку скважины, расположенные в шельфовой зоне объекта и отключено нагнетание в высокопродуктивной баровой зоне объекта.

Результаты проведенных расчетов на созданной гидродинамической модели объекта показали, что с момента трансформирования системы расстановки скважин не только улучшились характеристики вытеснения, но и произошло увеличение КИН на 2 %.

Для определения условий необходимости и особенностей трансформирования системы размещения скважин при различных геолого-физических факторах, была проведена серия расчетов на трехмерном гидродинамическом симуляторе для элемента пластовой системы с упрощенной зональной неоднородностью.

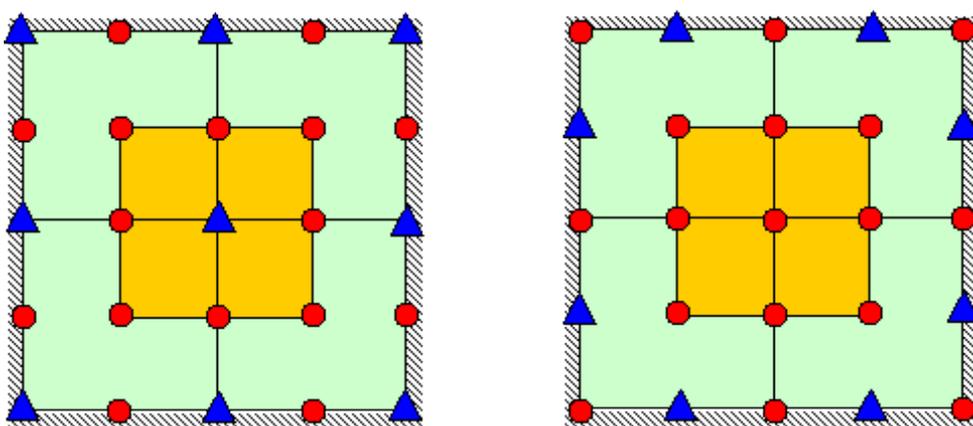
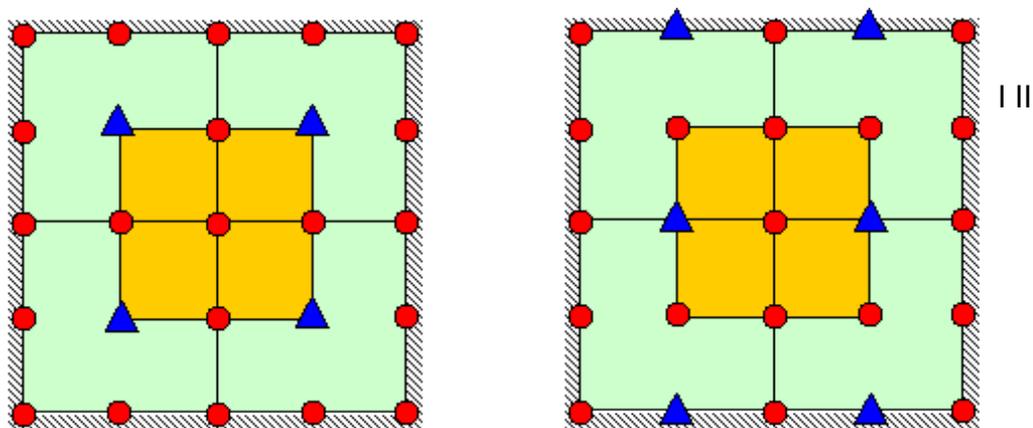
Моделируемый элемент пласта прямоугольной формы с закрытыми границами содержал две зоны с различной проницаемостью: центральная зона имела проницаемость в 15 раз превышающую проницаемость периферийной зоны, что соответствует условиям пласта АВ1 Поточного месторождения (рисунок 2).

Расчеты проводились для трех случаев стандартной девятиточечной и одного варианта оптимизированной (трансформированной) системы размещения добывающих и нагнетательных скважин. На скважинах, расположенных в периферийной зоне, для сохранения фактического соотношения добывающих и нагнетательных скважин во всех вариантах задавался поправочный коэффициент, учитывающий ограниченность зоны дренирования и закачки. По результатам гидродинамических расчетов сопоставлялись величины КИН предложенных вариантов, полученных при обводненности продукции 98 %.

Результаты проведенных расчетов показали, что из вариантов со стандартным размещением скважин наилучшим оказался вариант III. Однако, трансформирование системы в варианте IV позволило увеличить КИН по

сравнению с вариантом III более чем на 3 %, а по сравнению с вариантами I и II – на 4 %.

Для изучения влияния стадии разработки на эффективность оптимизации системы размещения скважин на тех же самых элементах были проведены гидродинамические расчеты с трансформированием системы при достижении обводненности 90 %. Результат сопоставления КИН оказался практически идентичным первой задаче – расхождение вновь составило от 3 до 4 %. Следовательно, можно сделать вывод о том, что количество дополнительно добытой нефти не зависит от средней обводненности продукции скважин. Это позволяет оптимизировать схему размещения скважин на любой стадии разработки участка.



Добывающая
скважина

Зона 1



размер участка: $2 \times 2 \times 0,010$ км,
 расстояние между скважинами: 500 м,
 шаг гидродинамической сетки: $dx=dy=100$ м
 Граничные условия на скважинах:
 добывающих – забойное давление 10 МПа
 нагнетательных – забойное давление 40 МПа
 Соотношение проницаемостей: $k_1/k_2=15$

Рисунок 2 – Схема задачи

Также, были проведены гидродинамические расчеты, с целью изучения влияния различных соотношений вязкостей нефти (при $k_1/k_2=15$) и соотношений проницаемостей центральной и периферийной зон (при $m_n/m_b=3,4$) на величину конечного КИН рассматриваемых схем размещения скважин. Результаты расчетов показывают, что чем больше разница проницаемостей двух гидродинамически связанных зон тем больший достигается эффект от оптимизации системы. При этом установлено, что в случае однородного объекта ($k_1/k_2=1$) наилучший эффект показывает стандартная девятиточечная схема расстановки.

При увеличении вязкостного соотношения, также, увеличивается эффект от трансформирования системы расстановки скважин. При соотношении вязкостей нефти и воды равном 0,5 (вязкость нефти меньше в 2 раза) все системы имеют схожий результат, даже в случае неоднородного пласта.

Дальнейшие расчеты на элементе показали, что оптимизация систем размещения скважин может проводиться на любых стандартных схемах и обеспечивать примерно одинаковый объем извлекаемых запасов. Наибольший

эффект от трансформирования системы получен на трехрядной схеме размещения, которая в условиях зонально-неоднородного пласта дает наихудшие результаты.

Применение методов, направленных на обеспечение интенсивности добычи и увеличение нефтеотдачи, позволяет существенно увеличить объем извлекаемых запасов нефти при использовании стандартных схем размещения скважин, но, по сравнению с обычным трансформированием системы разработки, предложенные варианты имеют худшую эффективность. Так, при применении циклического воздействия удалось увеличить КИН, в случае стандартного размещения скважин, максимум на 2,3 %, при использовании технологии ГРП – на 1 %, при комбинированном воздействии (ГРП+циклика) – на 3 %, бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием обеспечила максимальный прирост КИН на 1,6 %. Максимальный достигнутый коэффициент нефтеизвлечения, при использовании методов воздействия в условиях стандартного размещения скважин, составил 0,552 (ГРП+циклика). Однако, это значение все равно оказалось меньше величины КИН, полученной при трансформированной схеме размещения скважин (0,565), эксплуатируемой без применения выше упомянутых методов увеличения нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи.

Использование полномасштабного моделирования для выбора оптимального назначения скважин, как правило, является проблематичным, поскольку требует значительных временных и вычислительных ресурсов.

Заключение

Применяемый в работе набор методов моделирования и анализа, опирающийся на использование только стандартной геолого-промысловой информации, позволил создать детальную геолого-гидродинамическую модель объекта АВ1-2 Поточного месторождения, в рамках которой удалось реконструировать фациальную обстановку в формировании осадочных генетических комплексов горных пород и определить основные элементы макронеоднородности.

Изучение взаимовлияния выделенных смежных разнопродуктивных фациальных тел позволило установить факты эффективного дренирования высокопроницаемыми коллекторами фаций баров и речных русел запасов нефти смежных низкопродуктивных коллекторов шельфовых и пойменных отложений.

На основании проведенного геолого-промыслового анализа было установлено, что наибольшую полноту выработки запасов нефти из фациально-неоднородных пластов обеспечивают гидродинамические методы воздействия, которые предполагают полный перенос очагов нагнетания в область с пониженной проницаемостью коллекторов при одновременной концентрации зон отборов в высокопродуктивных частях залежи. Такой способ увеличивает конечный КИН на 2-5% по сравнению со стандартной (не изменяемой) схемой

размещения скважин и имеет значительное технико-экономическое преимущество перед дорогостоящими методами увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи.

Предложенный упрощенный метод определения эффективности оптимизации систем разработки позволит оперативно определять наилучшие параметры трансформированной системы размещения скважин, а использование в совокупности с данным методом многомерных статистических моделей, учитывающих фациальное строение пласта, даст возможность быстрого и качественного прогноза показателей воздействия различными технологиями, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи.

Список использованной литературы

1. Никифоров оценка коэффициента извлечения нефти при проектировании и анализе разработки // Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири: Сб. науч. тр. . - Тюмень, , 2001. - Ч. II. - С.17-18.
2. Никифоров фациального анализа к проектированию разработки нефтяных месторождений // Пути и реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Сб. науч. тр. - Ханты-Мансийск, 2002. - С.45-49.
3. Пичугин подход к обоснованию бурения вторых стволов на Вать-Еганском месторождении // Там же, С.50-58
4. Пичугин анализ – необходимый элемент проектирования и анализа разработки нефтегазовых месторождений // Развитие нефтегазовой геологии – основа укрепления минерально-сырьевой базы: Сб. науч. тр. - М, 2002. - С.70-75.
5. Пичугин О. Н., Никифоров анализ – необходимый элемент проектирования и оптимизации разработки нефтегазовых месторождений // Интенсификация добычи нефти и газа: Тр. междунар. симпозиума. - М, 2003. -С.16-19.

6. Гузеев О. Н., , Никифоров бурения вторых стволов на Вать-Еганском месторождении // Там же, С.42-44
7. Мандрик В. В., , Мясникова системы расстановки скважин с учетом неоднородности объекта на поздней стадии его разработки // Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации: Тез. докл. российско-европейского семинара. - Тюмень, 2004. - С. 27-28.
8. Никифоров системы расстановки скважин с учетом неоднородности объекта на поздней стадии его разработки // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Издательско-полиграф. центр «Экспресс», 2005. - С.67-77.
9. Никифоров фациального строения на эффективность применения потокоотклоняющих технологий воздействия на пласт // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Издательско-полиграф. центр «Экспресс», 2005. - С.77-82.
10. Медведев О. Н., Никифоров создания гидродинамической модели Средне-Чанчарской залежи Узбекского месторождения с целью определения конечной нефтеотдачи пласта // Там же, С.345-354.