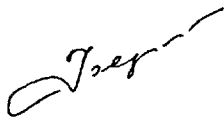


На правах рукописи



ФЕДОРОВА Жанна Сергеевна

**МЕТОДЫ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО
ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ
НА ОСНОВЕ ДИСКРЕТНО-НЕПРЕРЫВНЫХ
МОДЕЛЕЙ
НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
горючих ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень-2006

Работа выполнена в Тюменском государственном нефтегазовом университете и в ОАО «Сибирский научно-аналитический центр»

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
А.А. Дорошенко

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
В.А. Бадьянов

кандидат геолого-минералогических наук,
В.Е. Касаткин

Ведущее предприятие: ЗАО «Недра-Консалт»

Защита состоится 05 октября 2006 года в 16³⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.273.05 в Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625000, Тюмень, ул. Володарского, 56.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета.

Автореферат разослан «04» сентября 2006г.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в одном экземпляре просим направлять по адресу: 625000, Тюмень, ул. Володарского, 56, Тюменский государственный нефтегазовый университет, ученому секретарю диссертационного совета.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор



А.А. Дорошенко

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность защищаемой работы. В состоянии сырьевой базы нефтедобывающих предприятий России, произошли значительные качественные и количественные изменения структуры запасов нефти. В связи с высокой степенью выработки крупных и высокопродуктивных месторождений, на балансе предприятий резко увеличилась доля трудноизвлекаемых запасов. Вовлечение их в разработку является весьма актуальной задачей. Однако, применяемые для этого технологии добычи нефти требуют существенных финансовых и ресурсных затрат, а значит являются рентабельными лишь при наличии достаточных объемов этих запасов.

В настоящее время российскими и зарубежными геологами ведется большая работа по совершенствованию методики подсчета запасов, как важнейшего этапа геологоразведочных работ и подготовку нефтяных и газовых месторождений к разработке.

Интенсивное внедрение компьютерных технологий в практику построения моделей геологических объектов при подсчете запасов, проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений привело к тому, что на российском рынке появилось свыше десяти зарубежных и столько же, если не больше, отечественных пакетов геомоделирования. Большой вклад в развитие компьютерных технологий моделирования полей геологических параметров внесли такие ученые, как В.И. Азаматов, В.А. Бадьянов, А.М. Волков, Л.Ф. Дементьев, М.А. Жданов, А.Н. Кирсанов, А.Г. Плавник, А.Н. Сидоров, Ю.В. Шурубор и др. Исследования в области построения цифровых моделей геологических параметров показывают, что получаемые результаты зависят от параметров, применяемых математических моделей. В связи с этим, возникает необходимость в проведении дополнительного изучения оценки качества построенных моделей.

Цель работы. Разработка методики повышения точности подсчета запасов на основе их дифференциации по отдающей способности коллекторов.

Основные задачи исследований:

1. Провести анализ погрешностей подсчета запасов при картировании геологических параметров в компьютерных технологиях
2. Разработать методику построения карт подсчетных параметров с учетом фациальных особенностей пород-коллекторов
3. Уточнить методику типизации призабойных зон скважин с учетом интенсивности работы коллекторов

4. Разработать методику дифференцированного подсчета запасов по участкам с различной эффективностью выработки запасов

Научная новизна:

1. Разработана методика дифференцированного подсчета запасов нефти с учетом отдающей способности прослоев коллекторов.

2. Разработана методика комбинированного применения электрофациального анализа и статистических алгоритмов моделирования полей геологических параметров, повышающая качество построения карт в компьютерных технологиях.

3. Выявлены закономерности распространения коллекторов с различной отдающей способностью на нефтяных залежах

Практическая ценность работы:

1. Разработанная методика повышает точность подсчета запасов с дифференциацией их по отражающей способности коллекторов, что позволит повысить эффективность выработки запасов.

2. Разработанный подход к оценке запасов использован при подсчете запасов на других месторождениях.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы были многократно доложены на конференциях студентов и молодых ученых: на VII Международном симпозиуме студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А.Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2003г.; на отраслевой научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития нефтяной промышленности», Тюмень, 2003г.; на третьей всероссийской научно-практической конференции, проходившей в г.Тюмени 25-27 февраля 2004 года; на XIII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири», Тюмень, 2004г.; на научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна», Тюмень, 2004г.; на IV научной сессии студенческой академии наук ТюмГНГУ «Проблемы и перспективы освоения природно-ресурсного потенциала Западной Сибири», Тюмень, 2005г.; на научной конференции с международным участием «Рациональное использование природных биологических ресурсов», проходившей 12-19 июня 2005г. в г.Sousse (Тунис); на международном научно-техническом семинаре, посвященного 50-летию открытия Западно-сибирской нефтегазоносной провинции «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче», Тюмень, 2005г.; на научно-практической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития

нефтегазового потенциала Тюменской области», проходившей в г.Тюмени 21-22 сентября 2005г., а также статьи в журналах «Успехи современного естествознания» №1, 2005г., «Современные наукоемкие технологии» №5, 2005г..

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 208 страницах, включая 80 рисунков и 21 таблицу. Список литературы насчитывает 118 наименований.

Диссертация выполнена под руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора А.А. Дорошенко, которому автор искренне признателен за поддержку, научные консультации и помощь при выполнении работы.

Автор благодарит первого заместителя генерального директора, директора по моделированию ОАО «СибНАЦ» И.А. Плесовских, начальника департамента геологического моделирования Н.А. Михайлову за понимание и поддержку.

Автор глубоко признателен сотрудникам отдела обслуживания вычислительной техники и периферийного оборудования за помощь в оформлении работы и техническую поддержку.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность работы, сформулированы цели и основные задачи исследований, научная новизна и практическая значимость работы.

В главе 1 «Краткая геолого-геофизическая характеристика изучаемых месторождений» рассмотрены краткие геолого-геофизические характеристики Умсейского, Средне-Итурского месторождений и Месторождения №1, названного условно. Приводится описание стратиграфии, тектоники района исследований, охарактеризована нефтегазоносность изучаемых отложений и физико-литологическая характеристика коллекторов рассматриваемых пластов.

В главе 2 «Современные методы подсчета запасов» рассмотрены теоретические основы объемного метода подсчета запасов и современные методы дифференциации запасов.

В главе 3 «Методика и рекомендации по выбору параметров математических моделей при подсчете запасов» рассмотрены существующие алгоритмы моделирования полей геологических параметров и программные продукты картопостроения. Особое внимание уделено описанию конвергентного метода и метода крайнинг-аппроксимация. С использованием этих методов осуществлялось картопостроение в настоящей работе.

В работе проведен анализ погрешностей подсчета запасов при картировании геологических параметров. Для этого, на первом этапе оценивалась степень влияния шага сетки на точность подсчета запасов, а на втором – оценка качества построенных моделей эффективных нефтенасыщенных толщин построенных в разных пакетах моделирования. Степень влияния шага сетки рассчитывалась на основе вычислительного эксперимента, в котором шаг сетки изменялся от 50 до 500, при каждом из способов построения модели эффективных нефтенасыщенных толщин. Способы построений моделей были следующими: 1 способ - карта эффективных нефтенасыщенных толщин, полученная путем умножения карт общей нефтенасыщенной толщины и коэффициента песчаности; 2 способ – карта, полученная путем перемножения карты общей нефтенасыщенной толщины на среднее значение коэффициента песчаности по цифровой модели; 3 способ – карта, полученная путем перемножения карты общей нефтенасыщенной толщины на среднее значение коэффициента песчаности в скважинах; 4 способ – карта эффективных нефтенасыщенных толщин построенная по значениям в скважинах.

Вычислительный эксперимент проводился на примере основной залежи пласта БС₁₀¹ Умсейского месторождения. Подсчет запасов в этом случае осложнен крайней неравномерностью разбуривания месторождения. Так, на восточном крыле залежь разбурена эксплуатационной сеткой скважин, расстояние между которыми изменяется от 200 до 500м; на западном – скважины сосредоточены на небольшом участке, а основная часть залежи освещена бурением слабо. В связи с этим расчет проводился отдельно для эксплуатационных, разведочных скважин и совместно (для эксплуатационных и разведочных скважин).

Для более детального изучения различий между объемами моделей автором построены графики и гистограммы относительных погрешностей объемов. Сравнительный анализ их показал, что при любом из способов построения модели эффективных нефтенасыщенных толщин, величина нефтенасыщенных объемов меняется при изменении шага сетки.

На следующем этапе анализа проводилась оценка качества моделей такого важного подсчетного параметра, как эффективная нефтенасыщенная толщина алгоритмами моделирования крайгинг-аппроксимация и конвергентным методом. Прогнозирующая способность моделей оценивалась на основе вычислительного эксперимента, суть которого состоит в следующем: на Умсейском месторождении был выбран объект разработки, разбуренный 84-мя скважинами по сетке с расстоянием между скважинами около 500м. Модель карты

эффективных нефтенасыщенных толщин, построенная по 84 скважинам, принималась в дальнейшем в качестве эталонной, с которой сравнивались модели, построенные по меньшему числу скважин. На каждом шаге вычислительного эксперимента количество скважин уменьшалось вдвое и выбирались таким образом, чтобы обеспечивалась равномерная представительность их по площади. Таким образом, было сделано 4 набора скважин содержащих, соответственно, 6, 11, 21 и 42 скважины. По каждому из этих наборов автором строилась двухмерная цифровая модель эффективных нефтенасыщенных толщин конвергентным методом и методом крайгинга. Шаг сетки при этом выбирался равным 100м. Полученные модели сравнивались с моделью, построенной по исходному набору из 84 скважин. При этом сравнивались, как интегральные показатели (объемы), так и значения толщин в отдельных скважинах с разделением их на две категории: участвующие и не участвующие в построении моделей. Для анализа результатов построены графики разности объемов по картам с разным числом скважин по каждому методу построений. А также рассчитаны таблицы отклонений модельных и наблюдаемых значений эффективных нефтенасыщенных толщин.

В диссертации проведен анализ особенностей параметров полувариограмм в случае значительной анизотропии, ацикличности и нестационарности картируемого признака, при различных её параметрах (h – шаг смещения, Az – азимут направления, T – угол толерантности). Для этого осуществлялся вычислительный эксперимент на модели поля, которое по оси абсцисс (X) имеет ярко выраженный циклический, но не стационарных характер, а по оси ординат (Y) имеет постоянное значение (разное для разных значений X). При построении этой модели изменчивость по оси абсцисс описывается синусоидальной кривой наложенной на наклонную прямую.

Формула, по которой рассчитывались значения поверхности, имеет вид:

$$Z=0.0636X+60\text{SIN}(X/1000).$$

Вычислительный эксперимент осуществлялся в несколько этапов. На первом этапе эксперимента выяснялось влияние анизотропии на вид полувариограмм, с расстоянием между контрольными точками равным 200м. Было построено два набора полувариограмм – без учета тренда и с учетом линейного тренда, где значение угла толерантности и азимут направления изменялись от 0° до 90° .

На втором этапе выявлялось влияние параметров полувариограммы на точность построения карт. Для этого расстоянием между точками наблюдения выбиралось равным 1200м. По полученному набору данных строились карты

поверхностей без учета полувариограммы и с учетом полувариограммы, но с разными ее параметрами.

В главе 4 «Учет фациальных особенностей пород-коллекторов при построении карт подсчетных параметров» кратко представлены электрометрические модели песчаных тел выделенных В.С. Муромцевым. Приведены определяющие диагностические признаки фаций континентальных, прибрежно-морских и морских обстановок осадконакопления. Рассмотрены ключевые моменты палеотектонического анализа. Автором представлена методика построения карт подсчетных параметров с учетом фациальных особенностей пород-коллекторов. Суть этой методики состоит в том, что вначале восстанавливаются древние обстановки осадконакопления, выявляются особенности размещения отложений различного генезиса, и уже с их учетом проводятся картопостроение и последующий подсчет запасов.

Для этого необходимо провести детальную корреляцию разрезов скважин на изучаемой площади. Далее в пределах скоррелированных пластов проводится электрофациальный анализ, основанный на методе идентификации фации по форме кривых ПС (по В.С.Муромцеву). При этом широко используются данные по исследованиям керна (ФЕС, грансостава и т.д.). После установления принадлежности электрометрических кривых скважин к определенному типу фаций, они объединяются в зону, соответствующую распределению осадков этой фации. Сочетание таких зон отражает размещение различных фаций. Таким образом, карты зон представляют собой модель обстановок осадконакопления для каждого пласта.

Для дальнейшего картопостроения, на основе принятых зон, рассчитываются полувариограммы эффективных толщин для каждой фациальной зоны. Затем по зонам строятся участки карты с учетом соответствующей полувариограммы и скважинных данных. Далее, подобно мозаике, эти отстроенные участки объединяются в один, который и является итоговой картой. Результатом построений является карта, которая имеет направление изолиний в соответствии с главным направлением изменчивости эффективных толщин пласта в каждой из фациальных зон. Таким образом, осуществляется согласованность картопостроения с древней обстановкой осадконакопления.

Следует отметить тот факт, что при объединении карт разных фациальных зон отмечается негладкое поведение карт. А именно, на стыке зон изолинии соединяются не плавно, а зачастую зигзагообразно. Этот дефект убирается двумя способами: первый способ – это сглаживание изолиний; второй – новая обрисовка изолиний в полигоне. Второй способ используется в том случае, когда

сглаживание изолинии оказалось не достаточным. Для этого создаются полигоны, которые обрисовываются таким образом, чтобы захватывались небольшие области объединяющихся фациальных зон. После чего изолинии внутри полигонов удаляются. Затем, карта с вырезанными изолиниями копируется в точки, которые в дальнейшем используются для картопостроений вместе с данными по скважинам. В результате, на полученной карте эффективных толщин пласта, изолинии одной фациальной зоны плавно соединятся с изолиниями другой зоны.

Далее, карта эффективных толщин обрезается по внутреннему контуру водонефтяного контакта и копируется в точечные данные. Для построения карты эффективных нефтенасыщенных толщин используются точечные данные по карте эффективных толщин, скважинные данные и точки, которые соответствуют внешнему контуру ВНК, который принят за 0. Согласно всем полученным данным отстраивается карта эффективных нефтенасыщенных толщин, на которой изолинии направлены согласно фациальным особенностям пласта.

По предлагаемой методике можно строить не только карты эффективных толщин, но и карты коэффициента песчаности, эффективных нефтенасыщенных толщин. В конечном итоге, это позволит учитывать особенности строения природных резервуаров при дифференцированном подсчете запасов и обосновании геологической модели месторождения, а также может стать неотъемлемой частью в определении геометрии залежи на стадии геологоразведочного процесса.

Палеотектонический и фациальный анализ отложений проводился на одном из месторождений Нижнеуртовского района Хантымансийского автономного округа, названное условно - месторождение №1. Для анализа был выбран один из основных горизонтов месторождения – АВ_{1,2}, который расчленяется на пласты АВ₂², АВ₂¹, АВ₁³ и АВ₁².

Для восстановления обстановок осадконакопления, в которых формировался горизонт АВ_{1,2}, необходимо рассмотрение всех пластов входящих в объем данного горизонта, как в отдельности, так и совместно при объединении их по условиям формирования.

Палеотектонический анализ горизонта АВ_{1,2} дает основание считать, что в характере тектонического развития горизонта сохраняется высокая преемственность, что прослеживается на структурных картах пластов.

Во время формирования горизонта АВ_{1,2}, дно бассейна западной части было погружено сильнее, чем восточной. Об этом свидетельствуют участки с максимальными (до 100м) общими толщинами горизонта на западе. Эти участки

имеют полосовидную форму, ориентированную с юга на север. По распространению общих толщин горизонта $AB_{1,2}$ можно сделать предположение, что рассматриваемая площадь была областью накопления осадочного материала, куда он поступал с востока. Таким образом, заполнение седиментационного бассейна в период формирования горизонта $AB_{1,2}$ на разных участках площади происходило по-разному.

Более того, имеют место различия в процессе осадконакопления, не только по площади, но и во времени. Это связано с тем, что нижние пласты (AB_2^2 и AB_2^1) формировались в условиях аллювиальной равнины, а верхние (AB_1^3 и AB_1^2) – в прибрежно-морских.

По тексту глава иллюстрируется картами общих толщин, построенные автором по всему горизонту в целом, для каждого пласта отдельно и с объединением пластов по условиям формирования.

В диссертации проведен фациальный анализ продуктивных пластов AB_2^2 , AB_2^1 и AB_1^3 согласно представленной методике. Последовательность залегания групп фаций анализируемых пластов представлена аллювиальной равниной, которая вверх по разрезу перекрывается трансгрессивным дельтовым комплексом. А именно, во время формирования пластов AB_2^2 и AB_2^1 на рассматриваемой площади прослеживается река, которая с течением времени видоизменилась. Далее вверх по разрезу (пласт AB_1^3) на фоне общей трансгрессии отмечаются кратковременные трансгрессии и регрессии, которые являются характерным для дельтовых обстановок. Автором были построены модели распространения фаций по пластам AB_2^2 , AB_2^1 и AB_1^3 .

Отложения *пласта* AB_2^2 на рассматриваемой площади формировались в пределах аллювиальной равнины. Песчаные образования представлены русловыми отселями равнинной реки интенсивно-меандрирующего типа. На изучаемой территории пласт характеризуется возрастанием доли глинистого материала снизу вверх по разрезу, что соответствует осадконакоплению в условиях преимущественной трансгрессии моря. Это достаточно хорошо видно на составленной модели распространения фаций пласта AB_2^2 .

На начальном этапе формирования пласта русло реки, на рассматриваемой площади, имело направление с юго-востока на северо-запад. Необходимо отметить, что происходило размытие северного борта и наращивание противоположного (южного), куда переносилась основная масса образовавшегося обломочного материала. На северо-западе участка отмечается отшнурованная меандра.

Древние реки, также как и современные, реагировали на изменения рельефа и климата, приспособлявая свои русла к тем или иным палеогеографическим

условиям. Так, в пласте AB_2^2 произошло перемещение русла в ходе накопления аллювиальной толщи. Это связано с тем, что на севере участка накопилось большое количество обломочного материала, вследствие чего русло реки переместилось на север. А именно, направление реки изменилось с юго-востока на восток. Новое русло реки образовало две меандры на севере и в центральной части рассматриваемой площади.

По модели распределения фаций пласта AB_2^2 выделяются следующие фации: фации русловых отмелей равнинных интенсивно-меандрирующих рек; фации внешней (песчаной) части речной поймы (береговые валы и пески разливов).

При анализе отложений *пласта* AB_2^1 видно, что аллювиальную толщу пласта AB_2^2 перекрывают такие же группы фаций, с той лишь разницей, что при трансгрессивном залегании, часть площади, занимаемая группой фаций внешней (песчаной) части речной поймы, перекрывается осадками внутренней (глинистой) части поймы.

На модели прослеживается изменение строения русла реки в соответствии с новой гидрогеологической обстановкой. В результате того, что в пласте AB_2^2 было интенсивное меандрирование, скорость течения замедлилась и отштурованная меандра на севере превратилась в старичное озеро. В центральной части площади сформировались отложения фаций пойменных озер и болот. Скорее всего, это произошло за счет того, что при «спаде полых вод осушились наиболее приподнятые части поймы, на которых накапливались тонкогоризонтальнослоистые алевритово-глинистые осадки. Осушенные участки покрывались растительностью и на них формировались почвы и подпочвы». Все вышеописанное подтверждается керновым материалом скважин, в котором имеется значительная примесь углистого детрита, а также обугленные корешки растений. На юге площади фации внешней (песчаной) части речной поймы пласта AB_2^2 , перекрылись осадками внутренней (глинистой) части поймы, которые представлены фациями временно заливаемых участков пойм. Это также соответствует трансгрессивному залеганию пород.

По модели распределения фаций пласта AB_2^1 выделяются следующие фации: фации русловых отмелей равнинных интенсивно-меандрирующих рек; фации внешней (песчаной) части речной поймы (береговые валы и пески разливов); фации внутренней (глинистой) части речной поймы (временно заливаемых участков пойм и пойменных озер и болот).

Пласт AB_1^3 представлен прибрежно-морскими отложениями. Как отмечалось выше, происходящие в это время непродолжительные трансгрессии и

регрессии являются характерным для дельтовых обстановок. Так, наличие пологого берега, действие волн, вынос значительного количества обломочного материала с суши создавали благоприятную обстановку для формирования на данном участке вдольбереговых баров. В связи с этим, в центральной части лицензионного участка, отмечается зона повышенных коллекторских свойств, что связано с песчаными телами баровой морфологии. Образовавшиеся бары относятся к трансгрессивному типу. Далее, в сторону удаления моря, привносимый материал отлагался в барьерные острова и песчаные гряды. Содержание песчаного материала в грядах меньше, чем во вдольбереговых барах, в соответствии с методом фаций. Песчаные тела баров, барьерных островов и гряд ориентированы с юга-запада на северо-восток.

Предшествующее образование вдольберегового бара привело к возникновению между берегом и растущим баром забаровой лагуны. В результате образовалась зона глинизации, которая представлена телом вытянутой формы, ориентированным с юга на северо-восток. В связи с поступлением в лагуну вод с суши или нагона их ветрами со стороны моря в ней создавалось избыточное количество воды, которая устремлялась в сторону моря, прорезая тело бара, образуя каналы разрывного течения.

По модели распределения фаций пласта AB_1^3 выделяются следующие фации: фации подводной равнины; фации разрывных течений; фации вдольбереговых трансгрессивных баров и барьерных островов; фации забаровой лагуны; фации пляжей; фации головных частей разрывных течений.

С целью уточнения оценки достоверности составленных моделей распределения фаций пластов AB_2^2 , AB_2^1 и AB_1^3 автором проводился анализ кернового материала в разведочных скважинах. Для этого осуществлялось сравнение кернов пород, приуроченных к интервалу рассматриваемого пласта, с различными электрофациями, с типовыми составом и характером слоистости песчаных тел-коллекторов и глинистых отложений-экранов (по В.С. Муромцеву). Результаты анализа приведены в таблицах.

Согласно предлагаемой методике в работе построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин на основе моделей обстановок осадконакопления пластов AB_1^3 и AB_2^1 . Построение карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта AB_2^2 не осуществлялось. Это связано с тем, что залежь имеет небольшие размеры и поэтому предлагаемая методика для данного пласта не применима.

Модель распределения фаций пласта AB_2^1 имеется одно основное направление размещения фациальных зон. А именно, зона распространения фаций русловых отмелей равнинных интенсивно-меандрирующих рек

ориентирована с юго-востока на северо-запад под углом 145° . Согласно этому, была рассчитана полувариограмма, которая и явилась основой для построенной карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта AB_2^1 . Данная карта имеет направление изолиний согласно направлению распространения фаций промочи разрывных течений. Необходимо отметить, что картопостроение осуществлялось лишь по разведочным скважинам.

Для анализа точности построенной карты эффективных нефтенасыщенных толщин, проводилось сравнение нефтенасыщенных объемов трех карт. А именно, сравнивались объемы вычисленные по картам эффективных нефтенасыщенных толщин построенные: а) по данным разведочных и эксплуатационных скважин конвергентным методом; б) по данным разведочных скважин методом крайгинга с учетом модели распределения фаций пласта AB_2^1 ; в) по данным разведочных скважин методом крайгинга без учета модели распределения фаций. В качестве эталонного объема был выбран нефтенасыщенный объем рассчитанный по карте эффективных нефтенасыщенных толщин построенной по данным разведочных и эксплуатационных скважин (а). Сравнительный анализ результатов показал, что объем вычисленный по карте построенной с учетом модели составляет 94% от эталонного объема, а рассчитанные по карте построенной без учета модели – 108%. Вышесказанное позволяет сделать вывод, что в данном случае карта, построенная по данным разведочных скважин без учета модели, ведет к необоснованному завышению нефтенасыщенных объемов.

Более сложную модель обстановок осадконакопления имеет пласт AB_1^3 . На этой модели прослеживается два направления фациальных зон. А именно, зона фаций разрывных течений имеет направление с юго-востока на северо-запад, а зоны фаций забаровой лагуны и вдольбереговых баров с юго-запада на северо-восток. В связи с этим были рассчитаны две полувариограммы для каждого направления.

Согласно этим полувариограммам строилась карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта AB_1^3 . На этой карте направление и форма изолиний соответствует модели обстановок осадконакопления пласта AB_1^3 .

Для анализа точности построенной карты эффективных нефтенасыщенных толщин, так же проводилось сравнение нефтенасыщенных объемов трех карт построенные по аналогии с нижележащим пластом. Сравнительный анализ результатов показал, что объем вычисленный по карте построенной с учетом модели составляет 87% от эталонного объема, а рассчитанный по карте построенной без учета модели – 71%. В данном случае, построение карты толщин без учета распространения фаций, не зависело результаты, как это было в

пласте АВ₂¹, а наоборот снизило на 29%. В соответствии с полученными результатами можно сделать вывод, что учет распространения фаций по пласту опять показывает лучший результат.

В главе 5 «Методика дифференцированного подсчета запасов с учетом отдающей способности коллекторов» рассмотрено влияние геолого-геофизических параметров на разработку месторождений, дается краткое описание понятия о дискретных моделях и приведено описание методики построения карт типов ПЗП.

Приведена классификация коллекторов по их отдающей способности, в которой предложено использовать для прогноза отдающей способности коллектора нормированную проницаемость (КО), которая представляет собой отношение проницаемости прослоя к максимальной проницаемости среди коллекторов, вскрытых перфорацией. При этом коллекторы делятся на три класса. ВИП – коллекторы характеризуются высокой интенсивностью отдачи и нормированной проницаемостью в пределах от 0,75 до 1. СИП-коллекторы имеют среднюю интенсивность промывки и характеризуются нормированной проницаемостью в пределах от 0,2 до 0,75. НИП-коллекторы обладают низкой интенсивностью промывки или вообще не работают, имея самую низкую нормированную проницаемость (менее 0,2).

После обоснования граничных значений нормированной проницаемости для выделения классов коллекторов с различной интенсивностью промывки построение закона распределения нормированной проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП) сводится теперь к подсчету суммарных толщин (H_k , $k=1,2,3$) коллекторов каждого из этих классов по разрезу скважины. Каждая из частот H_k имеет хорошую содержательную интерпретацию. А именно, H_1 – это суммарная толщина прослоев, которые при заводнении в работу практически не включаются, H_2 и H_3 – это суммарные толщины коллекторов, которые характеризуются средней или высокой интенсивностью промывки, соответственно. Таким образом, для нормированной проницаемости числовые характеристики (H_1 , H_2 , H_3), имеют не только вероятностное, но и геолого-промысловое истолкование, что дает возможность использовать их при решении задач по выбору методов воздействия на пласт, с целью повышения коэффициента нефтеизвлечения.

По картам изопакит, построенным для H_1 , H_2 и H_3 можно выявлять зоны, по которым возможен наиболее ранний прорыв нагнетаемых вод для залежей, вводимых в разработку, а также оценивать объемы и местоположение недренуемых и недоотмытых прослоев коллекторов на поздних стадиях

разработки, с целью вовлечения их в разработку гидродинамическими или физико-химическими методами воздействия на пласт.

Следовательно, классификация призабойных зон пласта по указанному набору признаков позволяет выделять группы (типы) ПЗП, различающиеся друг от друга реакцией на различные виды воздействия на пласт, что в свою очередь позволит автоматизировать принятие решения о выборе наиболее эффективного метода воздействия.

Анализ отдающей способности коллекторов в работе проводился на одном из основных объектов месторождения №1 - горизонта АВ_{1,2}.

По этому объекту показана характеристика технического состояния фонда добывающих и нагнетательных скважин. Объект интересен тем, что на нем отмечается наибольшее количество перетоков (16) на добывающих скважинах, причем все перетоки отмечаются из нижних неперфорированных прослоев. В целом для объекта АВ_{1,2} скважины с заколонным перетоком составляют более 42% от всех скважин, исследованных на профиль притока. Представлены многочисленные иллюстрации с профилями отдачи и приемистости скважин.

Рассмотрены особенности работы прослоев в добывающих скважинах. Для выявления закономерности подключения перфорированных прослоев в работу проведен анализ взаимосвязи фильтрационных свойств коллекторов с интенсивностью их работы.

Для этого, на первом этапе производилась отбраковка скважин с различными техническими неисправностями. На втором этапе были исключены прослой, которые были отнесены к интенсивно отдающим по всей вероятности не верно, в силу послышной интерпретации ПГИ.

Оставшиеся прослой были разбиты на 4 группы по интенсивности работы: не работает, работает слабо, работает в номинальном режиме и интенсивно работает. Поскольку работа прослая при больших депрессиях зависит главным образом от его проницаемости, в качестве параметра, характеризующего прослой, был принят нормированный коэффициент проницаемости – это отношение проницаемости прослая к максимальной проницаемости среди коллекторов, вскрытых перфорацией.

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы: 1) прослой с нормированной проницаемостью до 0,25 главным образом не работают или работают слабо. Встречаются прослой, работающие в номинальном режиме, но при условии, что максимальная проницаемость для них будет достаточно низка (меньше 0,15). Интенсивно работающих коллекторов в этой группе не встречается; 2) прослой с нормированной проницаемостью от 0,25 до 0,75

представлены прослоями со всеми вариантами интенсивности работы; 3) группа прослоев с нормированной проницаемостью свыше 0,75 представлена главным образом коллекторами работающими в номинальном режиме и интенсивно, причем интенсивная отдача этих прослоев наблюдается в скважинах с более высокой максимальной проницаемостью. Частота встречаемости не работающих и слабо работающих прослоев в этой группе гораздо ниже и объясняется или очень низкой максимальной проницаемостью коллекторов в скважине или, вероятно, технологическими причинами.

Также проведен анализ данных ПГИ по нагнетательным скважинам, который показывает, что проницаемостная неоднородность пластов оказывает значительное влияние на особенности внедрения воды в продуктивные пласты. А именно, эффективность воздействия на пласт значительно снижается, так как значительные по толщине интервалы пласта с коллекторами пониженной проницаемости не принимают закачиваемую воду.

Анализ фильтрационных свойств прослоев с различной интенсивностью приемистости проводился аналогично анализу коллекторов добывающих скважин.

Автором представлена разработанная методика дифференцированной оценки объемов по типам ПЗП. В отличие от традиционного подхода к подсчету запасов в данной методике предлагается их оценку осуществлять по участкам распространения различных типов ПЗП. За основу берется карта распространения типов ПЗП, которая представлена номерами типов призабойных зон пласта в узлах регулярной сети. Процедура дифференцированного вычисления объемов коллекторов по типам ПЗП будет состоять в просмотре всех узлов сетки и выделении только тех, которые имеют заданный тип ПЗП. Далее площади выделенных ячеек сетки умножаются на нефтенасыщенную толщину, соответствующую данному узлу. Полученные объемы ячеек суммируются отдельно по каждому типу ПЗП. Например, для вычисления объемов эффективных нефтенасыщенных толщин первого типа ПЗП выбираются узлы карты типов со значением 1, а для второго типа ПЗП – со значением 2, и т.д.

По площади месторождения №1 горизонта АВ_{1,2}, в соответствии с классификацией коллекторов по их отдающей способности, при моделировании сходства призабойных зон использовалось простое суммативное описание ПЗП. Для этого было построены суммарные толщины коллекторов классов НИП, СИП и ВИП и карта максимальной проницаемости.

На основе суммативного описания ПЗП и содержательной интерпретации их результатов установлено, что для горизонта АВ_{1,2} наиболее целесообразным

является выделение шести типов ПЗП. В табл.1 приведены осредненные характеристики типов ПЗП.

Таблица 1

Средние значения геологических характеристик типов ПЗП

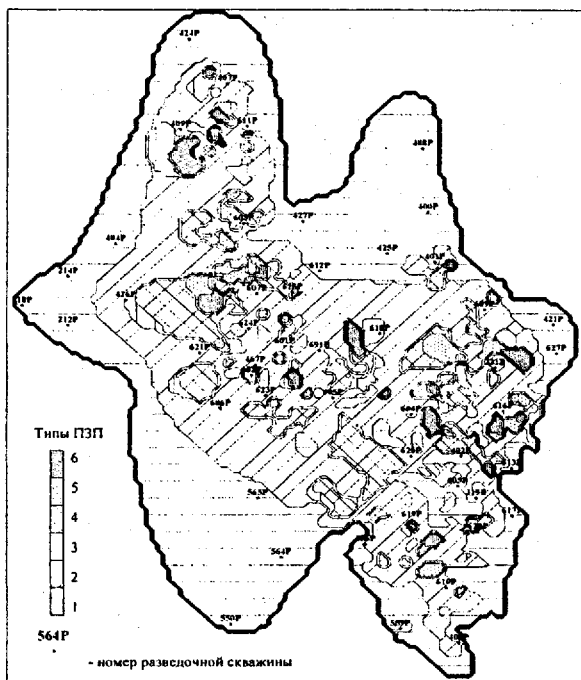
Тип ПЗП	Суммарные толщины коллекторов, м			Максимальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²
	НИП	СИП	ВИП	
1	1.2	1.8	2	49
2	5.7	2.1	2.8	160
3	6.5	2.1	3.1	860
4	12	2.3	3.4	564
5	5.4	10	3.4	510
6	5.6	2.4	8.8	753

Так, первый тип ПЗП характеризуется низкими значениями, как суммарных толщин коллекторов (от 1,2 до 2м) всех трех классов (НИП, СИП и ВИП), так и максимальной проницаемости (49мД). Второй и третий типы ПЗП характеризуются примерно равными суммарными толщинами всех классов. Отличие же одного типа от другого отмечается в значениях максимальной проницаемости. Четвертый, пятый и шестой типы ПЗП характеризуются тем, что в каждом из них какой-либо класс коллекторов имеет преобладающую толщину. При этом в ПЗП-4 преобладают НИП-коллекторы, толщины их в среднем составляют 12м (табл.1). В ПЗП-5 доминируют СИП-коллекторы, суммарные толщины которых в среднем 10м. В ПЗП-6 преобладают ВИП-коллекторы, средние суммарные толщины которых здесь достигают 8.8м. Вместе с тем коэффициент максимальной проницаемости для всех трех типов практически равен.

Поскольку каждый из типов призабойных зон имеет свою, отличающую его от других типов характеристику, по геологическим признакам, то по особенностям изменения этих признаков можно выявить и особенности распространения типов призабойных зон по площади.

Для этого была построена карта распространения типов призабойных зон горизонта АВ₁₋₂ месторождения №1 (рис.1).

На рассматриваемой площади наибольшее распространение (46% площади) имеют призабойные зоны пласта первого типа. Данный тип имеет сплошное распространение в южной и северо-восточной частях, а также вдоль всех границ залежи, обрамляя ее. Следующими по представительности здесь являются призабойные зоны пластов второго типа (38%), которые распространены



практически по всей площади залежи. Четвертый тип ПЗП на рассматриваемой залежи составляет всего 9% и расположен мозаично. Призобойные зоны пласта 3-го, 5-го и 6-го типов представлены, примерно, в одинаковых долях и разбросаны по всей площади залежи в виде отдельных пятен.

На основе построенных карт суммарных толщин коллекторов трех классов (НИП, СИП и ВИП), вычислялись объемы пород-коллекторов по каждому классу.

Из таблицы 2 видно, что половину нефтенасыщенного объема залежи занимают коллекторы низкой интенсивности промывки, и чуть больше $\frac{1}{4}$ доли залежи отнесено к коллекторам высокой интенсивности промывки. Однако, доля запасов НИП-коллекторов составляет 33 %. Это связано с тем, что коэффициент пористости и нефтенасыщенности в этом классе ниже других. В частности, K_n равен 0,20, а $K_n=0,38$. Доля нефтенасыщенного объема, занимаемая СИП-коллекторами (22 %), по сравнению с долей запасов практически не изменилась и стала составлять 22 %. Коллекторы высокой интенсивности промывки за счет высоких значений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности увеличили занимаемую часть с 28 % (доля нефтенасыщенного объема) до 45 % (доля в общих запасах).

Для целей разработки важно оценить неоднородность пласта не только по площади, но и по разрезу. Поэтому необходимо оценить запасы по зонам с различной вертикальной неоднородностью, так как скважины с разными типами призобойных зон пласта по разному реагирует на геолого-технологические мероприятия по регулированию разработки.

Таблица 2

Доли объемов коллекторов с различной интенсивностью промывки

Классы коллекторов	Нефтенасыщенный объем, %	Средневзвешенное значение коэффициента		Доля в общих запасах, %
		K_n , д.ед.	K_m , д.ед.	
НИП-коллекторы	50	0,20	0,38	33
СИП-коллекторы	22	0,22	0,49	22
ВИП-коллекторы	28	0,25	0,70	45

По разработанной методике, рассчитывался нефтенасыщенный объем шести типов призабойных зон пласта (табл. 3). Так, наибольший объем (50%) занимает второй тип ПЗП. Первый и четвертый типы имеют примерно равное процентное соотношение 19% и 17%, соответственно. ПЗП-3, ПЗП-4 и ПЗП-5 также имеют равные доли от общего объема (3 и 5%).

Таблица 3

Доли различных типов ПЗП

Тип ПЗП	Площадь, %	Нефтенасыщенный объем, %	Средневзвешенное значение коэффициента		Доля в общих запасах, %
			K_n , д.ед.	K_m , д.ед.	
1	46	19	0,18	0,30	12
2	38	50	0,21	0,44	52
3	3	3	0,23	0,46	4
4	9	17	0,22	0,51	18
5	2	5	0,20	0,44	6
6	3	5	0,24	0,53	8

Согласно этому, можно сделать выводы, что по разрезу горизонт АВ_{1,2} в основном представлен коллекторами второго типа ПЗП, характеризующийся низкими значениями суммарных толщин всех трех классов коллекторов и средним значением максимальной проницаемости.

Для увеличения нефтеотдачи пласта АВ_{1,2}, на рассматриваемом месторождении №1, автор предлагает использовать определенные технологии повышения нефтеотдачи, направленные на увеличение выработки запасов.

В работе, по аналогии с месторождением №1, проводился дифференцированный подсчет запасов пласта БС₈¹ Средне-Итурского месторождения. Согласно этому вычислялся объем пород-коллекторов, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, и запасы, по каждому классу (табл.4).

Из таблицы видно, что наибольшую долю запасов составляют запасы коллекторов высокой интенсивности промывки (64%). Запасы коллекторов средней интенсивности промывки 30 % и низкой интенсивности промывки

составляют всего лишь 6%. Необходимо отметить, что процентное соотношение между долями нефтенасыщенного объема и долями в общих запасах практически не изменились. На Средне-Игурском месторождении коэффициенты пористости и нефтенасыщенности не привели к разительному изменению объемов, и следовательно, к изменению в процентном соотношении, как это произошло на месторождении №1 (табл.2).

Таблица 4

Доли объемов коллекторов с различной интенсивностью промывки

Классы коллекторов	Нефтенасыщенный объем, %	Средневзвешенное значение коэффициента		Доля в общих запасах, %
		$K_{\text{н}}$, д.ед.	$K_{\text{м}}$, д.ед.	
НИП-коллекторы	9	0,16	0,45	6
СИП-коллекторы	31	0,20	0,56	30
ВИП-коллекторы	60	0,21	0,58	64

Исходя из проведенных расчетов, на рассматриваемых месторождениях автор рекомендует применять соответствующие гидродинамические или физико-химические методы воздействия на пласт, чтобы ввести в работу коллекторы низкой интенсивности промывки. А именно, для НИП-коллекторов проводить интенсификацию пласта, гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов с целью увеличения зоны дренирования, а также проводить соляно-кислотные обработки (СКО) Для СИП-коллекторов целесообразно проводить селективную изоляцию промытых интервалов в добывающих скважинах, а также больше объемные закачки вязкоупругих систем через нагнетательные скважины. Кроме того, на участках ВИП-коллекторов необходима борьба с водопритоками в добывающих и нагнетательных скважинах.

Для увеличения нефтеотдачи горизонта АВ₁₋₂ месторождения №1 по разрезу (типа ПЗП), в работе также приведены рекомендации применения следующих методов: - для ПЗП-1 и ПЗП-2 целесообразно проводить соляно-кислотные обработки (СКО), глинокислотные обработки (ГКО). Методы интенсификации пласта наиболее эффективны для ПЗП-1; - для ПЗП-3 – соляно-кислотные обработки (СКО), глинокислотные обработки (ГКО); - для ПЗП-4 проводить методы увеличения нефтеотдачи и закачивать в нагнетательные скважины полимерно-дисперсионные системы (ПДС); - для ПЗП-5 проводить закачку волокнисто-дисперсионных систем (ВДС), акустическое воздействие (АВ); - для ПЗП-5 и ПЗП-6 проводить закачку волокнисто-дисперсионных систем (ВДС).

Заключение

В работе получены следующие результаты:

1. Проведенный анализ погрешностей подсчета запасов при картировании геологических параметров в компьютерных технологиях позволил установить, что при одном и том же способе построения эффективных нефтенасыщенных толщин вычисленные объемы нефтенасыщенных пород, для разных размеров шага сетки, могут различаться от 5 до 20%.

При уменьшении плотности сетки скважин погрешности вычисленных объемов изменяются в диапазоне от минус 20% до плюс 30%.

2. Разработана методика построения карт подсчетных параметров на основе метода крайгинга, параметры полувариограммы, которой оцениваются по отдельным участкам залежи, выделенным на основе анализа электрофаций.

3. Усовершенствована методика типизации призабойных зон пласта, путем введения нового граничного значения для коллекторов с низкой интенсивностью прорывки и предложено выделять не 5, а 6 типов ПЗП.

4. Разработана методика дифференцированного подсчета запасов согласно которой запасы считаются для отдельных классов коллекторов выделенных по их отдающей способности или по участкам с различным типом призабойных зон.

5. Разработанный подход к оценке запасов использован для ряда месторождений, по одному из которых результаты готовятся к отправке на апробацию в ГКЗ.

Список работ, опубликованных по теме диссертации:

1. О точности вычисления нефтенасыщенных объемов залежей по разным моделям // Проблемы развития нефтяной промышленности/ Материалы отраслевой научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. – Тюмень, 2003. - С. 202-207.

2. Оценка влияния параметров цифровых моделей на точность подсчета запасов нефтенасыщенных объемов залежей // «Проблемы геологии и освоения недр»: Материалы VII Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А.Усова. – Томск, 2003. С.66 – 71.

3. Анализ погрешностей карт геологических параметров в компьютерных технологиях их построения // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. - (Материалы третьей всероссийской научно-практической конференции, проходившей в г.Тюмени 25-27 февраля 2004 года). – Тюмень, 2004. – ч.2. - С. 301-304.

4. Анализ погрешностей цифровых моделей при картировании

эффективных нефтенасыщенных толщин пластов // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сборник тезисов докладов XIII науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень, 2004. – С.11-13.

5. Вычислительный эксперимент по анализу влияния точности оценок полувариограмм на качество построения карт в крайинге // «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна»: Материалы научно-практической конференции, ч.1. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2004. – С. 235-238. // Соавторы: Дорошенко А.А., Василевская М.А..

6. Вычислительный эксперимент по оценке качества моделей геологических параметров. Математическое и информационное моделирование: сборник научных трудов. Вып. 6. Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2004. – С. 40-54. // Соавтор: Дорошенко А.А.

7. Анализ влияния фильтрационных свойств коллекторов на характер отдачи Северо-Покурского месторождения по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Проблемы и перспективы освоения природно-ресурсного потенциала Западной Сибири/ Тезисы IV научной сессии студенческой академии наук ТюмГНГУ. – Тюмень, 2005. –С.14-21// Соавторы: В.П. Балин, А.В. Ершов.

8. Особенности оценки полувариограмм при картировании анизотропных полей геологических признаков // Успехи современного естествознания. – 2005. - №1.– С.35-36.

9. Федорова Ж.С. Особенности оценки полувариограмм при картировании анизотропных полей геологических признаков // Современные наукоемкие технологии. – (Материалы научной конференции с международным участием, проходившей 12-19 июня 2005г.) - г.Sousse (Тунис), 2005. - №5.- С.61-62.

10. Оценка влияния изученности месторождения на точность подсчета запасов нефти в компьютерных технологиях // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Сборник трудов международного научно-технического семинара, посвященного 50-летию открытия Западно-сибирской нефтегазоносной провинции. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2005. – С.163-165. // Соавтор: Дорошенко А.А.

11. Фациально-статистический подход к построению карт эффективных толщин пласта // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области. – (Материалы научно-практической конференции, проходившей в г.Тюмени 21-22 сентября 2005года). – Тюмень,

2005. – т.1. - С. 219-229.

Подписано к печати
Заказ № *442*
Формат 60×84 1/16
Отпечатано на RISO GR 3750

Бум. пист. №1
Уч.-изд. л. /
Усл. печ. л. /
Тираж 100 экз

Издательство «Нефтегазовый университет»
Государственное образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38
Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52

