

0-794426

На правах рукописи

УДК _____

ТРИФОНОВА МАРИНА ПЕТРОВНА

**ТРЕХМЕРНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ УНИКАЛЬНЫХ
ДЛИТЕЛЬНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС
(НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ)**

Специальность: 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва - 2012

Работа выполнена в ООО «Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (ООО «ВолгоУралНИПИгаз») и на кафедре промышленной геологии нефти и газа Российского Государственного Университета нефти и газа имени И.М. Губкина (РГУ НГ им. И.М. Губкина).

Научный
руководитель: кандидат геолого-минералогических наук, профессор
Брагин Юрий Иванович

Официальные
оппоненты: доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Халимов Элик Мазитович,
ВНИГРИ

доктор технических наук, профессор
Михайлов Николай Нилевич,
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Ведущая
организация: ООО «Газпром добыча Оренбург»

Защита диссертации состоится «17» апреля 2012 г. в 15.00 часов в ауд. 523 на заседании Диссертационного совета Д 212.200.05 по защите докторских и кандидатских диссертаций при Российском Государственном Университете нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу: 119991, Москва, В-296, ГСП-1, Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автореферат разослан «16» марта 2012

Ученый секретарь
диссертационного совета,
к.г.-м. наук, доцент



Петров

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Современное состояние нефтегазовой отрасли характеризуется вступлением большинства крупнейших месторождений в позднюю и завершающую стадии разработки, которые характеризуются множеством негативных явлений (падение пластового давления, обводнение скважин, образование "защемленных" запасов и т.п.). Значительная часть запасов таких месторождений (более 50%) уже выработана, остаточные же относятся к трудноизвлекаемым, но при этом они составляют значительную величину и превышают запасы многих вновь открытых месторождений. Учитывая невысокую результативность ГРП последних лет и долю в общей добыче УВ крупнейших месторождений, эффективная доработка месторождений-гигантов с максимально возможным извлечением углеводородного сырья, безусловно, является очень важной и актуальной задачей на сегодняшний день. Решение этой задачи невозможно без детального знания всех геологических особенностей разрабатываемого объекта, которые играют основную роль в распределении запасов углеводородов на месторождении и характере их выработки.

На данном этапе развития геологической науки и компьютерных технологий появилась возможность комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации и ее интегрированного анализа с помощью цифрового трехмерного моделирования геологического строения месторождения. На рынке программных продуктов имеется много удобных для моделирования пакетов программ, однако вопросы методики и технологии построения моделей остаются сложной инженерной задачей. Ввиду этого, создание адекватных детализированных геологических моделей сложнопостроенных карбонатных резервуаров гигантских многозалежных длительно разрабатываемых месторождений углеводородного сырья является нетривиальной и актуальной задачей, требующей глубокого предварительного научного анализа, систематизации обширной информации и применения специально разработанных алгоритмов, методик и технологий.

Цель данной работы

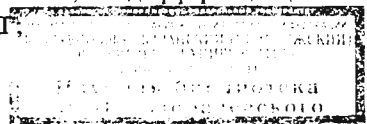
Повышение достоверности и детальности геологических моделей крупнейших анизотропных карбонатных резервуаров гигантских многозалежных месторождений УВС с помощью создания высокоинформативной цифровой трехмерной геологической модели для принятия оптимальных решений эффективной доработки месторождения.

Основные задачи исследований

- Изучение особенностей геологического строения анизотропной продуктивной толщи гигантского Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) и данных по его эксплуатации;
- Систематизация, классификация, обработка, обобщение и анализ обширной геолого-геофизической и промысловой информации, необходимой для создания достоверной цифровой геологической модели;
- Изучение существующих методов и подходов к построению цифровых геологических моделей месторождений УВ с целью построения адекватной трехмерной геологической модели Оренбургского месторождения;
- Усовершенствование методики и технологии создания детальных дифференцированных цифровых трехмерных геологических моделей сложнопостроенных резервуаров уникальных месторождений;
- Построение трехмерной детальной цифровой геологической модели гигантского карбонатного массива Оренбургского месторождения с учетом специфики его неоднородного строения для обеспечения эффективного доизвлечения запасов углеводородов;
- Проведение детального анализа геологического строения объектов разработки на базе сформированной трехмерной геологической модели: распространение коллекторов и литологических экранов в карбонатном массиве и уточнение распределения запасов УВ по площади и разрезу месторождения;
- Разработка методики геологического обоснования проектирования горизонтальных скважин на основе цифровой геологической модели в целях эффективного применения методов увеличения УВотдачи.

Основные защищаемые положения

1. Усовершенствованная методика и технология трехмерного геологического моделирования сложнопостроенных карбонатных резервуаров гигантских многозалежных месторождений УВС;
2. Создание детальной адекватной геологической трехмерной модели уникального Оренбургского НГКМ, с максимальным учетом различных природных факторов, определяющих сложное анизотропное строение гигантского карбонатного массива;
3. Результаты трехмерного геологического моделирования Оренбургского месторождения: выявленные закономерности распределения типов коллекторов, их ФЕС по площади и разрезу; распространение гидродинамических барьеров; уточнение запасов УВ, их дифференциация по типам коллекторов и размещение по зонам УКП;



4. Методический подход к геологическому обоснованию проектирования горизонтальных скважин в условиях сложного анизотропного карбонатного разреза на базе трехмерной геологической модели.

Фактический материал и методы исследования

В процессе работы использовались данные геофизических исследований (ГИС) более 1500 скважин ОНГКМ (поисковых, разведочных, наблюдательных, пьезометрических и эксплуатационных, включая горизонтальные скважины и боковые стволы вертикальных скважин); результаты интерпретации ГИС (РИГИС) и сейсморазведки МОГТ-2Д и 3Д; данные опробования и эксплуатации скважин; результаты литофизического исследования кернового материала. Создана локальная база данных по ОНГКМ в рабочем проекте программного продукта для геомоделирования Petrel (Schlumberger), в котором сформирована трехмерная геологическая модель Оренбургского месторождения. Для работы использовались опубликованные данные и фондовые материалы ООО "ВолгоУралНИПИгаз" (отчеты по подсчету запасов ОНГКМ и авторскому надзору за разработкой ОНГКМ).

Научная новизна

- Усовершенствована методика трехмерного геологического моделирования сложных карбонатных резервуаров гигантских многозалежных месторождений, позволяющая в условиях сильно неоднородного продуктивного разреза и большого объема разнородной информации сформировать объективную и адекватную трехмерную геологическую модель;

- Впервые сформирована единая трехмерная детальная геологическая модель гигантского сложнопостроенного карбонатного резервуара уникального Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, учитывающая анизотропию продуктивной толщи;

- Проведена детальная цифровая количественная и качественная оценка латеральной и вертикальной анизотропии сложного неоднородного карбонатного резервуара крупнейшего Оренбургского месторождения и объединение всей этой информации в общую непротиворечивую модель с помощью детального трехмерного геологического моделирования;

- Выделены уплотненные участки в плане и разрезе Оренбургского месторождения, которые нарушают сообщаемость карбонатного массива и являются гидродинамическими барьерами при выработке и обводнении продуктивной толщи;

- Проведено детальное изучение структуры запасов газа ОНГКМ по степени трудности извлечения и их дифференцированное распределение в разрезе и по площади месторождения;

- Выработан методический подход к геологическому обоснованию проектирования горизонтальных скважин на базе трехмерной геологической модели в условиях большого массива информации и сложнопостроенного продуктивного разреза.

Практическая значимость и реализация результатов работы

- В программном комплексе цифрового моделирования создан интегрированный локальный банк геолого-промысловых данных по более 1500 скважинам Оренбургского месторождения, который регулярно пополняется новой информацией и используется для уточнения модели;

- На базе созданной детальной цифровой трехмерной геологической модели уточнены закономерности распределения типов коллекторов, подтипов порового коллектора и глинистых пропластков и распределение запасов по площади месторождения (по зонам УКИГ) и по разрезу (по эксплуатационным объектам и пластам);

- Предлагаемая методика построения цифровых трехмерных геологических моделей крупнейших карбонатных резервуаров уникальных месторождений УВС может применяться для моделирования аналогичных сложнопостроенных месторождений;

- На локальных участках созданной цифровой модели проектируются новые горизонтальные скважины: их местоположение, направление, объект эксплуатации, коридор проводки горизонтального участка, прогнозируется их продуктивность, проводится геологическое обоснование для применения методов интенсификации;

- Единая цифровая модель Оренбургского месторождения позволила оценить газо- гидродинамическую сообщаемость карбонатного резервуара и определить величину перетока газа из газовой шапки Среднекаменноугольной залежи в Основную залежь, а также состояние невведенных в разработку нефтяных оторочек;

- Проектирование разработки ОНГКМ осуществляется на базе постоянно действующей геолого-технологической модели, основой которой является данная детальная цифровая трехмерная геологическая модель.

Личный вклад автора

В основу диссертации положены результаты исследований, выполненных лично автором или при его непосредственном участии в ООО "ВолгоУралНИПИгаз" в период с 2003 по 2011 гг. Автор являлась ответственным исполнителем и соисполнителем научно-исследовательских работ по созданию цифровых двухмерных, псевдотрехмерных и трехмерных геологических моделей месторождений и принимала участие в геологическом

мониторинге эксплуатации ОНГКМ. Непосредственно автором были выполнены НИР по построению цифровых геологических моделей карбонатных резервуаров месторождений нефти и газа для подсчета запасов УВ, в том числе и уникального многозалежного Оренбургского месторождения. Автором усовершенствованы методика и технология создания цифровых моделей гигантских сложнопостроенных длительно разрабатываемых нефтегазовых месторождений; на базе сформированной детализированной модели ОНГКМ выявлены закономерности распределения коллекторов, гидродинамических барьеров и запасов в трехмерном пространстве; выработана методика геологического обоснования проектирования горизонтальных скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении в целях эффективного применения методов увеличения УВотдачи.

Апробация работы

Основные научные положения и практические результаты диссертационной работы изложены в отчетах по НИР, где автор являлась ответственным исполнителем, и докладывались на различных конференциях: на VI Всероссийской конференции молодых ученых и специалистов «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва, 2005 г.); на научно-технической конференции с международным участием «Основные проблемы освоения и обустройства нефтегазовых месторождений» (Оренбург, 2007, 2008, 2009 гг.); на научно-технической конференции молодых руководителей и специалистов «Поиск и внедрение новых технологий по решению проблем добычи газа и нефти на заключительной стадии разработки месторождений» (Оренбург, 2008 г.); на международной научно-практической конференции «Геомодель», Геленджик, 2008г.

За работу «Детальная цифровая постоянно действующая трехмерная геологическая модель ОНГКМ» автор отмечена дипломом II степени премии губернатора Оренбургской области для молодых ученых (Оренбург, 2010 г.).

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 11 печатных работ, из них семь помешены в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения, изложенных на 165 страницах, включая 55 рисунков и 4 таблицы. Библиографический список содержит 95 опубликованных и фондовых работ.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю к.г.-м.н., проф. Брагину Ю.И. за постановку задач, консультации и помощь в работе; особую благодарность к.г.-м.н. Политыкиной М.А., к.г.-м.н. Кан В.Е., к.т.н. Баишеву В.З., д.г.-м.н., проф. Панкратьеву П.В. за ценные советы, помощь, внимание и поддержку; большую признательность д.г.-м.н., проф. Лобусеву А.В., д.т.н., проф. Стрельченко В.В., д.г.-м.н., проф. Филиппову В.П. и преподавателям кафедры промысловой геологии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, участвовавшим в обсуждении работы, за ряд важных замечаний и рекомендаций. Автор также выражает искреннюю благодарность за значительное участие и поддержку Семехиной В.Г., Кутееву Ю.М., к.г.-м.н. Багмановой С.В., Малкиной Г.С., Деминой Т.Я.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулирована цель и определены задачи исследований, показана научная новизна и практическая значимость полученных результатов, обозначен вклад автора в исследование по данной теме.

В процессе работы над диссертацией автор опиралась на труды российских и зарубежных специалистов в области геологии, геофизики, разработки и моделирования месторождений УВС: Ампилова Ю.П., Багринцевой К.И., Багмановой С.В., Баишева В.З., Билибина С.И., Брагина Ю.И., Булыгина Д.В., Вареничевой Н.И., Гогоненкова Г.Н., Гутмана И.С., Денисова С.Б., Дюбрула О., Закревского К.Е., Закирова С.Н., Золоевой Г. М., Ивановой М.М., Кан В.Е., Кашика А.С., Корценштейна В.Н., Косентино Л., Кривиной Т.Г., Кузнецовой М.А., Кутеева Ю.М., Лобусева А.В., Майсюк Д.М., Матерона Ж., Михайлова Н.Н., Мельниковой Н.А., Политыкиной М.А., Пороскуна В.И., Петерсилье В.И., Савинкова А.В., Севастьянова О.М., Силагиной Т.В., Стрельченко В.В., Сыртланова В.Р., Халимова Э.М., Шпильмана И.А. и других, а также руководящие и методические документы по исследованию, разработке нефтегазоконденсатных месторождений и построению цифровых моделей резервуаров УВС.

Первая глава посвящена одному из принципиально новых направлений в нефтегазовой геологии - цифровому геологическому моделированию. Рассмотрены основные понятия, разновидности цифровых моделей, существующие методы и алгоритмы, приведен обзор компьютерных программ для геомоделирования, представлен анализ вариограмм и определение их основных параметров, а также сформулированы задачи, решаемые с использованием трехмерных геологических моделей.

Современные геологические модели представляют собой цифровой аналог концептуального представления о строении геологического объекта и являются результатом численного моделирования, появление которого как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие бурного развития в последнее десятилетие XX века компьютерной информационной техники и технологий.

Цифровые геологические модели и методы их построения различаются на всех этапах жизни месторождения (поиски, разведка, разработка). Выделяются три типа геологических моделей: двумерные, псевдотрехмерные и трехмерные. В зависимости от количества и качества исходных данных и метода моделирования цифровые геологические модели могут быть детерминированными либо стохастическими. К детерминированным алгоритмам относятся такие как крикинг, кокрикинг. Основным алгоритмом при построении стохастических (вероятностных) моделей является последовательное Гауссово моделирование, а ключевым моментом - выявление и учет элементов неоднородности литологии и ФЕС, который проводится с помощью вариограмм, определяющих пространственные характеристики данных при моделировании свойств в трехмерном пространстве.

В Российской науке и практике существует значительное число работ по комплексированию разнородной информации для снижения неопределенностей моделей, которые представлены трудами: Ю.П. Ампилова, В.А. Бадьянова, С.Р. Бембеля, Д.В. Булыгина, И.С. Гутмана, С.Н. Закирова, Г.М. Золоевой, Е.В. Кучерука, Д.М. Майсюк, Н.Я. Медведева, В.Р. Сыртланова и других. Среди зарубежных исследователей можно назвать работы: Ф. Джерри Лусиа, О. Дюбрула, С. Пирсона, Ч. Пейтона, Л. Косентино, Ж. Матерона, М. Райдера, Р. Шериффа, О. Серра и других ученых. Значительный вклад в развитие методов и способов геологического моделирования внесли следующие специалисты: А.С. Кашик, К.Е. Закревский, С.Б. Денисов, С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Г.Н. Гогоненков.

Появление новых принципов и алгоритмов трехмерного моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика) обеспечивает развитие программных продуктов геологического моделирования, позволяющих интегрировать и обрабатывать всю геолого-геофизическую информацию и обеспечивающих полный цикл построения компьютерных моделей.

В настоящее время на российском рынке программные продукты геологического моделирования представлены различными зарубежными компаниями: GeoFrame, Petrel (Schlumberger, США), Irap RMS (Roxar, Норвегия), TEMIS 3D (Французский Институт Нефти, Франция), StrataModel

(Landmark, США), FastTracker (Fugro Jason, Голландия), GOCAD (Paradigm), CHARISMA (Норвегия), INTEGRAL (Франция), TIGRESS (Великобритания) и др. Из отечественных программных продуктов наиболее хорошо зарекомендовали себя такие, как: «Динамическая визуализация – DV» (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»), AutoCort (РГУ нефти и газа им. Губкина), «TimeZYX» (научно-инжиниринговая группа компаний «Таймзикс»), «Триас» (ООО «Лаборатория информационных систем» «Wenses», г. Самара); Баспро (Тюменский институт нефти и газа).

Цифровые трехмерные модели являются важным инструментом для комплексного детального изучения месторождения, поскольку позволяют исследовать его геологическое строение (неоднородность) и процессы, происходящие в объекте при его эксплуатации. Основными задачами, решаемыми с их помощью, являются: оптимизация, контроль, рациональное управление процессами разведки и разработки месторождений, выбор наиболее экономически эффективного варианта, проведение детального подсчета запасов УВ, проектирование мест расположения и объектов бурения новых скважин, расчет прогноза технологических показателей, оценка полноты выработки запасов, обоснованное планирование геолого-технологических мероприятий по повышению УВотдачи и др.

В настоящее время цифровое моделирование продолжает активно развиваться вместе с компьютерными и программно-аппаратными средствами и оставаться важнейшим компонентом научно-технического прогресса в отраслях нефтегазового комплекса.

Во второй главе освещено геологическое строение объекта исследований - Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГKM) и его текущее состояние разработки.

ОНГKM является уникальным по размеру (120х28х0.5 км), запасам (порядка 2 трлн. м³) и многокомпонентному составу газа, с широким распространением нефтегазоносности по площади и разрезу. К настоящему времени отобрано более 65% начальных геологических запасов газа, но и остаточные запасы соотносятся с запасами уникального месторождения.

Оренбургское месторождение представляет собой гигантский многозалежный карбонатный резервуар нижнепермско-среднекаменноугольного возраста. Здесь установлены: Основная газоконденсатная залежь артинско-среднекаменноугольного возраста (с нефтяными оторочками), Филипповская нефтегазоконденсатная залежь (пласт "плотчатые доломиты"), Ассельская газонефтяная залежь и Среднекаменноугольная газонефтяная залежь, сакмарские газонефтяные залежи спорадического распространения в восточной

части месторождения; башкирская газоконденсатная залежь ограниченного распространения в восточной части месторождения; верхнедевонские залежи (пласт «колганская толща») на северо-западном участке месторождения.

В административном отношении месторождение расположено в пределах Оренбургского, Переволоцкого и Илекского районов Оренбургской области. В региональном структурно-тектоническом плане ОНГКМ приурочено к одноименному валу, который является крупной тектоно-седиментационной структурой, осложняющей северную часть Соль-Илецкого свода, расположенного на стыке трех крупных тектонических элементов: Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба. Оренбургский вал прослеживается в разрезе от ордовикских отложений до кровли филипповского горизонта. По кровле продуктивной артинской карбонатной толщи структура представляет единое поднятие (брахиантиклиналь), в пределах которого выделяются западный, центральный и восточный купола. По данным сейсморазведки восточный купол ОНГКМ отделяется от центрального тектоническим нарушением, на северном флексуорообразном крыле установлено протяженное тектоническое нарушение (оренбургский разлом) и блоковое строение северо-западной периклинали Оренбургского вала (Редутский и Приразломный блоки). Помимо этого, малоамплитудные разрывные нарушения выявлены и в самом карбонатном массиве Оренбургского вала.

В районе месторождения фундамент, по данным геофизики, залегает на глубине свыше 6500 м и перекрывается осадочным чехлом, сложенным ордовикскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и мезокайнозойскими отложениями. Кунгурские галогенные образования нижней перми, являющиеся надежной региональной покрывкой, условно делят разрез месторождения на два геологических этажа: надсолевой и подсолевой. Газонефтеносные пласты приурочены к подсолевой толще от филипповского горизонта до девонских отложений.

Разрез продуктивной толщи ОНГКМ сложен ритмичным переслаиванием различных структурно-генетических типов известняков с подчинёнными маломощными прослоями доломитизированных известняков, доломитов и глин. Известняки преимущественно органогенные, в значительной степени изменены постседиментационными преобразованиями (уплотнение, перекристаллизация, кальцитизация, выщелачивание, доломитизация, сульфатизация, окремнение, битуминизация, стилолитизация, трещинообразование), что определило формирование сложного пустотного пространства пород-коллекторов.

На основе детального изучения результатов лабораторных исследований керна и расширенного комплекса ГИС в продуктивном карбонатном разрезе Оренбургского месторождения установлены три типа коллекторов: поровый, порово-трещинный и трещинный.

В целом для продуктивной толщи характерна значительная зональная неоднородность по ФЕС и их существенное изменение по разрезу и площади месторождения. Пористость коллекторов по керну варьируется от 6% до 28%, составляя в среднем 10,6% . Такая низкая пористость обусловлена тонкопоровой структурой пустотного пространства. Матричная средняя проницаемость пород-коллекторов продуктивной толщи составляет $7,3 \times 10^{-3}$ мкм² (по 8660 образцам). Преобладание капиллярных пор и тончайших соединительных каналов обуславливает сравнительно низкую проницаемость поровых разностей известняков.

В продуктивной толще Оренбургского месторождения установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами: артинско-сакмарский, сакмаро-ассельско-вехнекаменноугольный и верхне-среднекаменноугольный. Резервуары, в свою очередь, разобщены примыкающими к ним толщами низкопоровых, уплотненных, очень слабо проницаемых пород (низкопоровая толща сакмарского возраста, низкопоровая толща ассельско-верхнекаменноугольного возраста), представляющих дополнительные резервуары.

Основная газоконденсатная залежь ОНГКМ, в которой сконцентрировано 92% запасов газа, находится в промышленной эксплуатации более 35 лет. С 1985 года разработка месторождения вступила в стадию падающей добычи. Начальный средний дебит газа в целом по месторождению около 800 тыс. м³/сут. (1974 г.) к настоящему времени снизился до 74,7 тыс. м³/сут. Степень снижения дебита по зонам УКПГ крайне неравномерна и зависит от условий эксплуатации, фильтрационно-емкостных характеристик пласта, степени выработки и обводненности. Средний дебит газа изменяется от 29,7 (УКПГ-6) до 164,2 тыс. м³/сут (УКПГ-15), по скважинам - от 1 до 620 тыс. м³/сут.

Выработка дренируемых запасов газа по площади и разрезу ОНГКМ неравномерна, ввиду резкой неоднородности газомещающих пород и одновременного ввода участков месторождения в эксплуатацию. Наибольшей степенью выработки запасов характеризуется второй эксплуатационный объект центральной части месторождения, наименее отработаны запасы первого объекта восточного участка месторождения. Неравномерность отработки обусловила неравномерные темпы снижения пластового давления, как по

площади, так и по разрезу залежи. Текущее пластовое давление изменяется по УКПГ от 7,2 до 16,6 МПа, а по скважинам от 2,7 МПа (в центральной части) до 19,1 МПа по новым скважинам, пробуренным на востоке залежи.

С целью активизации отработки запасов газа на месторождении активно осуществляется бурение горизонтальных скважин, перевод низкодебитных обводненных скважин на вышележащие продуктивные отложения после отсекаания нижних интервалов (боковые горизонтальные стволы, перфорация ранее не вскрытых интервалов, вторичная перфорация, радиальное вскрытие пласта).

Для ОНГКМ характерно активное обводнение эксплуатационных скважин с самого начала разработки месторождения. Оно развивалось по мере ввода в эксплуатацию новых зон месторождения и увеличения добычи газа и продолжает нарастать до настоящего времени. Средний дебит воды составляет 11,9 м³/сут и изменяется по скважинам от 0,1 до 291 м³/сут. Высокими дебитами воды характеризуются скважины зон УКПГ-12, УКПГ-14 и УКПГ-15. При этом наиболее обводненной является центральная часть ОНГКМ (УКПГ-1, 2, 3, 6, 7, 8, 12). Районы УКПГ-9, 10, 14, 15 обводнены слабо. По разрезу в основном обводнены отложения второго и третьего объектов. Первый объект обводнен на небольших по площади локальных участках.

Механизм обводнения на ОНГКМ сочетает в себе вертикальное внедрение подошвенной воды по зонам трещиноватости и наиболее проницаемым пластам с последующим ее горизонтальным распространением по активно обрабатываемым пластам-суперколлекторам. Несмотря на массовость обводнения эксплуатационных скважин и значительность заводненной площади ОНГКМ, невысокие дебиты по воде (до 5 м³/сут.) и расчет ее объема внедрившегося в залежь указывают на то, что объем пород фактически водонасыщен очень незначительно. В нем сосредоточено еще большое количество «защемленного» газа. По разным оценкам, запасы газа, исключенные из процесса дренирования по остановленным и переведенным на верхний объект скважинам, оцениваются в объеме 60-200 млрд.м³.

В третьей главе дан обзор этапов изучения и моделирования Оренбургского месторождения, охарактеризован объем использованного материала и приведены фактические исходные данные для построения детальной трехмерной геологической модели ОНГКМ.

По Оренбургскому месторождению на сегодняшний день накоплен обширный материал, освещенный в многочисленных работах. Большой объем фактического материала сведен в отчетах по подсчету запасов (Н.А. Мельникова и др., 1968, 1970, 1974, 1979-81 гг.; М.А. Политыкина и др., 1995г.;

С.В. Багманова и др., 2008 г.). В диссертационной работе В.А. Щербы (1973г.) рассмотрены вопросы формирования коллекторов Оренбургского месторождения, в работе Н.И. Вареничевой (1973 г.) дана диагностика коллекторов по промыслово-геофизическим материалам. В диссертации В.Е. Кан (1979 г.) изучены вторичные изменения карбонатных пород ОНГКМ и их влияние на коллекторские свойства. Исследования по структуре порового пространства коллекторов сделаны К.И. Багринцевой, М.А. Политыкиной, Я.Н. Перьковой, Н.Г. Куликовой. Типизация коллекторов Оренбургского месторождения проведена Гладковым А.Е., Вареничевой Н.И., Чевычаловой В.П. и Силагиной Т.В. Детальное литологическое изучение продуктивной толщи месторождения по керновым данным проведено М.А. Политыкиной. В результате которого в продуктивной карбонатной толще по литофизическим свойствам выделены три геологических объекта, принятых как объекты разработки и установлен принципиально новый тип коллектора со сверхвысокой проницаемостью для карбонатов – суперколлектор (суперпроводник). Изучением геологического строения ОНГКМ занимались также: Шпильман И.А., Кутеев Ю.М., Ханин А.А., Петерсилье В.И., Боярчук А.Ф., Гутман И.С. и др. Значительный вклад в проектирование и управление разработкой ОНГКМ внесли В.З. Баишев, М.А. Кузнецова, М.Р. Назыров и др. Вопросами обводнения Оренбургского месторождения занимались В.Н. Корценштейн, О.М. Севастьянов, А.В. Савинков и др. В процессе разработки на ОНГКМ проводится регулярный анализ данных ГИС-контроля, освещенный в работах Чуриковой В.Н.

Одним из основных и важных этапов цифрового моделирования является формирование единой централизованной интегрированной базы данных (БД) геолого-геофизической и промысловой информации. Это необходимо для создания полноценной цифровой геологической модели гигантского месторождения, поддержания ее в актуальном состоянии и проектирования разработки месторождения на протяжении всего периода эксплуатации. Если по небольшому месторождению единая БД не является обязательной, то для гигантского длительно разрабатываемого месторождения ее создание просто необходимо. Такая БД (Finder) по гигантскому Оренбургскому месторождению стала формироваться с 1995 года под руководством М.А. Политыкиной и В.З. Баишева. Большой вклад в создание этой БД внесли В.Г. Семехина, Н.А. Левина, Н.П. Золотарева. По мере формирования базы данных Кан В.Е. и Кривиной Т.Г. проводились работы по построению геолого-технологических моделей отдельных залежей Оренбургского месторождения.

Наличие гидродинамической сообщаемости залежей Оренбургского месторождения, неравномерная выработка запасов по площади и разрезу и все большее внедрение горизонтального бурения на месторождении, требующее детального проектирования, определило необходимость интеграции всей огромной уникальной информации по Оренбургскому месторождению в рамках единой согласованной дифференцированной трехмерной геологической модели месторождения. Детальная цифровая модель с высоким разрешением позволяет точнее исследовать гидродинамические процессы, учитывать влияние слоистой неоднородности продуктивного разреза на показатели работы скважин, локализовать участки неотработанных запасов и объективнее, достовернее планировать и проводить мероприятия по увеличению добычи УВ.

Создание цифровой трехмерной геологической модели Оренбургского месторождения проведено диссертантом в программном комплексе «Petrel» (Schlumberger). Для формирования модели в рабочем проекте создана локальная база данных по ОНГКМ. Из основной интегрированной базы данных Finder в нее загружена вся геолого-геофизическая информация по ОНГКМ: местоположение скважин (более 1500 скважин), альтитуды, инклинометрия, ГИС, результаты интерпретации сейсмических материалов, отбивки 26 продуктивных пластов разреза с различными ФЕС; результаты интерпретации ГИС и исследования кернового материала, а также оцифрованные базовые данные (линии выклинивания и замещения коллекторов, контуры лицензионного участка, водоохраных, санитарно-защитных зон, линии сейсмических профилей 2Д и кубов 3Д, полигоны категорий запасов и т.д.).

Результатами интерпретации сейсмических материалов, использованными при построении цифровой модели являлись отражающие горизонты F1, Акp, В (кровля филипповского горизонта, карбонатной пачки артинского яруса, башкирского яруса) и тектонические нарушения по этим сейсмическим горизонтам.

В детальной цифровой модели приняты три основных типа коллекторов по разновидности порового пространства: поровые с преимущественно матричной пористостью $\geq 6\%$; порово-трещинные с пористостью 3-6 % и трещинные с матричной пористостью $< 3\%$. Для адекватного воспроизведения гидродинамических процессов на модели поровый тип коллектора по качественной фильтрационной характеристике разделен на три подтипа: коллекторы с улучшенными фильтрационными свойствами, коллекторы со средней проницаемостью и коллекторы с низкой матричной проницаемостью. Остальные породы были отнесены к неколлекторам, в которых выделены глинистые прослои.

По керновым данным определены зависимости между пористостью и проницаемостью для поровых коллекторов отдельно по пластам и по участкам месторождения (западный, центральный и восточный). Ввиду неравномерного отбора керна и достаточно хорошей сходимости пористости по керну и ГИС в цифровой модели параметр пористости принят по данным ГИС. При расчёте проницаемости приняты следующие условия: для коллекторов порового типа проницаемость рассчитывалась по керновым зависимостям; для остальных типов коллекторов проницаемость матрицы принята ниже граничного предела проницаемости поровых коллекторов ($0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

После импорта исходных данных проводилась тщательная проверка достоверности и контроль качества загруженной информации статистическими и визуализационными методами.

В четвертой главе рассмотрены сложности и особенности цифрового трехмерного геологического моделирования анизотропных многозалежных карбонатных резервуаров гигантских месторождений УВС; изложена технология и методика цифрового геомоделирования для учета этих особенностей. Объектом моделирования являлось уникальное Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Геологическое моделирование представляет собой сложный многоэтапный процесс, который еще больше усложняется при построении крупного по размерам, чрезвычайно неоднородного по фильтрационно-емкостным свойствам карбонатного резервуара УВС в условиях большого объема разнородной информации.

Моделирование залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, имеет свои особенности. Если разрез представлен чередованием хорошо коррелируемых поровых и плотных разностей, то вполне реализуемы методические приемы, применяемые для пластовых залежей в терригенных коллекторах. Однако карбонатные массивы представлены сложнорасчлененной толщей, в которых емкостно-фильтрационные свойства контролируются не только условиями седиментации отложений, но и степенью развития вторичных, катагенетических процессов. Для учета этих особенностей необходимо применение специальных методик и технологий цифрового моделирования.

В результате обобщения опыта построения цифровых геологических моделей выработана следующая технология трехмерного моделирования гигантских сложнопостроенных карбонатных резервуаров уникальных месторождений УВС:

1. Анализ и обобщение огромной фактической и аналитической информации по объекту моделирования за весь период разработки для формирования единой непротиворечивой модели:

- создание единой централизованной интегрированной базы данных (исходные данные, результаты интерпретаций, результаты моделирования), обеспечивающей хранение, анализ материалов;

- создание локальной рабочей базы данных в проекте геомоделирования, которая должна быть максимально и оптимально полной для осуществления процесса геомоделирования, но не перегружена "лишней" информацией;

- проверка достоверности и контроль качества исходных данных (визуализационным и статистическим методом);

- согласование разнородной геологической, геофизической и промысловой информации в соответствии с концептуальной моделью (согласование структурных поверхностей, отметок флюидных контактов, РИГИС) и их корректировка при обнаружении противоречий;

В работе при формировании единой модели Оренбургского месторождения установлено, что при создании свойств пласта вероятностными методами для сильно анизотропного гигантского месторождения на разных залежах и участках необходимы собственные подходы к моделированию. Ввиду этого проводится:

2. Систематизация и группирование всех данных (выделение в модели сегментов с разными параметрами);

3. Выявление особенностей и закономерностей в группах, с учетом которых проводится моделирование. Для каждой выделенной группы определяются свои параметры при моделировании;

При формировании детальной структурной модели месторождения проводится:

- *выделение структурных тектонических блоков и сегментов;*
- *составление выборки скважин для структурных построений;*
- *дифференциация по вертикали с помощью основных сейсмических горизонтов, крупных геологических объектов (коллекторских и низкпоровых толщ), продуктивных пластов с различными ФЕС и слоев, соответствующих условиям осадконакопления;*

При формировании литофациальной модели месторождения проводится:

- *детализация продуктивной толщи с учетом емкостной и фильтрационной характеристики пород-коллекторов;*
- *создание выборки скважин для литофациального моделирования с учетом ранжирования скважин по достоверности РИГИС;*

- построение трендовых карт, ГСР и вариограмм отдельно по выделенным группам (блокам, сегментам, пластам и фациям);

- оценка влияния параметров и моделей вариограмм на результаты моделирования и интеграция концептуального представления и вероятностного подхода при распределении литофаций.

При формировании петрофизической модели месторождения:

- перемасштабирование непрерывного каротажа РИГИС скважинных данных с учетом дискретного каротажа

- построение моделей свойств с учетом параметров отдельно по каждой группе (блокам, сегментам, пластам и фациям);

- выбор скважин с начальной насыщенностью, не искаженной разработкой и построение трехмерной модели насыщенности с учетом параметров по группам;

4. Оценка точности и достоверности цифровой модели, сравнение вариантов моделирования; внесение необходимых поправок и перестроение соответствующих этапов геомоделирования;

5. Проверка геологической модели при адаптации ее к истории разработки; плохо согласующиеся данные уточняются и в случае необходимости вносятся коррективы в исходную статическую модель;

6. Важным моментом моделирования является поддержание геологической модели в актуальном состоянии для оперативного принятия решений по управлению процессами разработки месторождения.

Основой усовершенствованной методики моделирования сложнопостроенных карбонатных резервуаров является:

- максимально и оптимально возможная дифференциация продуктивной толщи;

- учет латеральных и вертикальных закономерностей изменений параметров ФЕС по выделенным литофациям (тренды);

- учет степени достоверности используемых данных;

- разновариантное параметрическое заполнение структурной модели с использованием многоитерационного вероятностного подхода;

- анализ результатов моделирования и осреднение статистически удовлетворительных реализаций

- подбор равновероятных реализаций распределения моделируемых параметров и перемасштабирование их для гидродинамического моделирования.

Данная технология и методические приемы были реализованы при построении цифровой трехмерной геологической модели крупнейшего многозалежного Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В сформированной модели ОНГКМ неоднородность продуктивной толщи учитывалась по трем направлениям: расчленение разреза на относительно однородные пакки, разделение коллекторов по структуре порового пространства и дифференциация толщи по фильтрационным свойствам. Геометризация резервуара осуществлена по комплексу сейсморазведка-ГИС. Проведено разделение модели по структурному признаку на тектонические блоки, по литологическому – на сектора. Заполнение модели осуществлялось заданием статистических распределений параметров дифференцированно для каждой литофации и моделированием их в узлах послойных матриц. Геологическое строение межскважинного пространства статистически характеризовалось кривыми ГСР и индикаторными вариограммами. На протяжении всех этапов моделирования осуществлялся анализ и тщательный контроль качества (визуальный и статистический) исходных данных и полученных результатов, при необходимости проводилась их корректировка. Учитывалось ранжирование скважин по степени достоверности данных РИГИС.

Для построения структурной модели ОНГКМ за основу принята поверхность отражающего горизонта Акр, которая соответствует кровле продуктивной карбонатной толщи. Структурные поверхности нижележащих пластов созданы последовательно методом схождения. В связи с блоковым строением западного участка месторождения и наличием экранирующего тектонического нарушения между центральным и восточным куполами, структурный каркас модели был разделен на 4 сегмента (западный и центральный купол, восточный купол, Редутский блок, Приразломный блок). Для вертикальной детализации каркаса модели выбраны следующие поверхности: кровли филипповского горизонта (F1), I коллекторской толщи (пачка I₁), первой низкопоровой толщи (пачка R₁₋₁), II коллекторской толщи (пачка II₁), второй низкопоровой толщи (пачка R₂₋₁), III коллекторской толщи (пачка III₁ и пачка III₆). В качестве промежуточных зон выбраны прокоррелированные в разрезе 26 пластов (I₁ - III₁₆).

Ввиду значительного изменения ФЕС большого по размерам месторождения, полномасштабная трехмерная модель ОНГКМ была разделена на три сектора (западный, центральный и восточный), характеризующихся своими параметрами. Они моделировались отдельно при наличии общего каркаса для последующего объединения.

При литофациальном моделировании в качестве основных фаций определены, выделенные в продуктивной толще ОНГКМ по данным керна и ГИС типы и подтипы коллекторов, плотные породы и глинистые пропластки.

Способ построения модели и алгоритмы моделирования зависят от объема и качества имеющейся информации, коэффициента корреляции данных, а также от задачи построения модели. Для выбора оптимального при данных условиях варианта моделирования проводилось построение как детерминированной, так и стохастической моделей месторождения.

По результатам моделирования проведен подсчет геологических запасов УВ, их дифференциация по разрезу (геологическим объектам) и участкам разработки (зонам УКПГ). Стохастический вариант геологической модели положен в основу гидродинамической модели ОНГКМ.

В пятой главе изложены результаты стохастического и детерминированного моделирования, детально рассматривается характер распределения в трехмерном пространстве типов и подтипов коллекторов, плотных пород и глинистых пропластков, а также дифференциация запасов газа по степени трудности их извлечения; приводится методика геологического обоснования проектирования горизонтальных скважин на базе созданной модели.

Сформированная детальная тонкослоистая трехмерная геологическая модель Оренбургского месторождения более достоверно характеризует его геологическое строение и содержит систематизированную геологическую информацию, необходимую для решения разнообразных геолого-промысловых задач по эффективной доразработке месторождения. Анализ результатов геологического моделирования ОНГКМ позволил определить характер распространения коллекторов по площади и разрезу, дать дифференцированную емкостную характеристику коллекторов в объеме залежи, локализовать зоны уплотнения и разуплотнения разреза, проследить глинистые прослои и пропластки коллекторов с улучшенными фильтрационными свойствами, уточнить распределение запасов газа по объектам, пластам, типам коллекторов, зонам УКПГ.

В целом, согласно созданной модели, несмотря на латеральную изменчивость разреза, объекты характеризуются следующими особенностями:

- Первая коллекторская толща (пласты от I_1 до I_6) является неоднородной по всей площади месторождения и представляет тонкое переслаивание поровых и порово-трещинных коллекторов, в восточном направлении доля поровых коллекторов увеличивается; в районе УКПГ -14, 15 разрез уплотнен. В

центральной части месторождения (УКПГ-2, 6, 7, 8) отмечаются значительные мощности поровых слабопроницаемых коллекторов;

- Первый раздел (пласты R_{1-1} и R_{1-2}) содержит порово-трещинные и поровые коллекторы, в целом преобладают порово-трещинные, однако на западе месторождения в разрезе выделяется значительная доля поровых коллекторов; отмечается уплотнение разреза в районе УКПГ-2, 6, 7, 8, 9;

- Вторая коллекторская толща (пласты от Π_1 до Π_8) наиболее однородная по характеристике и состоит преимущественно из коллекторов порового типа с прослоями порово-трещинных; незначительно уплотняется в районе УКПГ-2, 6, 7, 8, 9 и полностью сложена коллектором в восточной части УКПГ-3 и 12, максимальные эффективные толщины отмечаются в районе северного крыла и приурочены к пластам Π_{3-4} , Π_{5-8} , в которых выделяется значительная доля поровых коллекторов с повышенной проницаемостью (район УКПГ-14, 3, 6, 8). На севере центрального купола месторождения (УКПГ-1, 7, 8) и, частично, в районе УКПГ-2, 6, 9 в подошве пласта Π_5 отмечаются протяженные глинистые прослои мощностью 0,5-1,5 м.

- Второй раздел (пласты R_{2-1} – R_{2-4}) к нему приурочены в основном коллекторы трещинного и порово-трещинного типа, и лишь на отдельных участках появляются пласты поровых коллекторов. Эта толща характеризуется наибольшим содержанием трещинных коллекторов;

- Третья коллекторская толща, верхний подобъект (пласты от Π_1 до Π_5) представляет уплотненные, заглинизированные породы с пропластками порово-трещинных и трещинных коллекторов. В районе УКПГ-14 и 3 отмечается четкая протяженная зона плотных пород субмеридионального направления. Юго-западнее четко выделяется локальный участок, который является гидродинамическим окном, обеспечивающим сообщаемость Основной и Среднекаменноугольной залежей. Установлено площадное распространение глинистых пропластков в пластах Π_1 , Π_2 и Π_5 , они приурочены к кровле и подошве пластов Π_1 , Π_5 , в пласте Π_2 – к подошве. Мощность протяженных пропластков колеблется от 0,5 до 2,5 метров.

- Третий геологический объект, нижний подобъект (пласты от Π_6 до Π_{16}) сложен преимущественно поровыми коллекторами с небольшими прослоями порово-трещинных и трещинных коллекторов. В пласте Π_6 протяженные глинистые прослои по площади приурочены к северному участку месторождения (УКПГ-12, 1, 7), а по разрезу к подошве пласта, мощность их незначительна от 0,5 до 1,5 метров. Пласты Π_7 и Π_8 характеризуются повышенной долей поровых коллекторов с улучшенной проницаемостью (район УКПГ-14, 3 и 6).

Закономерности геологического строения определили характер распределения запасов в коллекторах различного типа. Проведена дифференциация геологических запасов по типам коллекторов и их распределение по площади и разрезу, что позволило установить характер распространения запасов по степени трудности их извлечения.

В целом геологические запасы газа западного купола месторождения составляют: в первом объекте - 21,9%, первом разделе - 17,4%, втором объекте - 40,2%, втором разделе - 13,9%, третьем объекте - 6,6%. По центральному куполу картина иная: в первом объекте запасы составляют 36,8%, первом разделе - 6,0%, втором объекте - 25,4%, втором разделе - 8,5%, третьем объекте - 23,3%. Анализ распределения запасов газа по разрезу месторождения показал, что в западной его части треть запасов сосредоточена в пластах II₃ и II₅ второго объекта. Также значительной долей запасов выделяются пласты I₁ и I₅ первого объекта. В центральной части месторождения максимальными запасами характеризуется пласт I₁ первого объекта и пласт II₅ второго объекта. Однако, они содержатся в коллекторах разного "качества", так как основные запасы первого объекта сосредоточены в поровых слабопроницаемых коллекторах, а второго - в поровых. Особо отмечается значительное содержание газа в первом разделе (низкопоровая толща) западного участка в пласте R₁₋₁, который является уплотненным в центральной части месторождения и поэтому доля запасов в нем уменьшается. В центральной части месторождения, по сравнению с западной, увеличивается доля запасов в пласте I₃.

При рассмотрении распределения запасов газа в разрезе по типам коллекторов установлено: запасы в поровых слабопроницаемых коллекторах в западной части месторождения присутствуют и в первом и во втором объектах, в основном в пластах I₅, II₃. А в центральной части они приурочены только к первому объекту (пласты I₁-I₅). Причем основные запасы в коллекторах этого типа приурочены к пласту I₁ и составляют 36,2% от всех запасов, сосредоточенных в поровом слабопроницаемом коллекторе центрального купола месторождения. Запасы газа в порово-трещинном коллекторе западного участка приурочены в основном к пласту R₁₋₂, по остальным пластам доля запасов колеблется от 3 до 10%. В центральной части месторождения максимальные запасы сосредоточены в пластах I₃, I₅, R₁₋₂ и III₂. Остальные запасы в порово-трещинном коллекторе распределены достаточно равномерно. В трещинном типе коллектора по месторождению выделяются четыре пласта с максимальными запасами - пласт R₁₋₂ первой низкопоровой толщи и пласты второй низкопоровой толщи (R₂₋₁, R₂₋₂, R₂₋₃), которые содержат основную часть всех запасов, сосредоточенных в трещинных коллекторах.

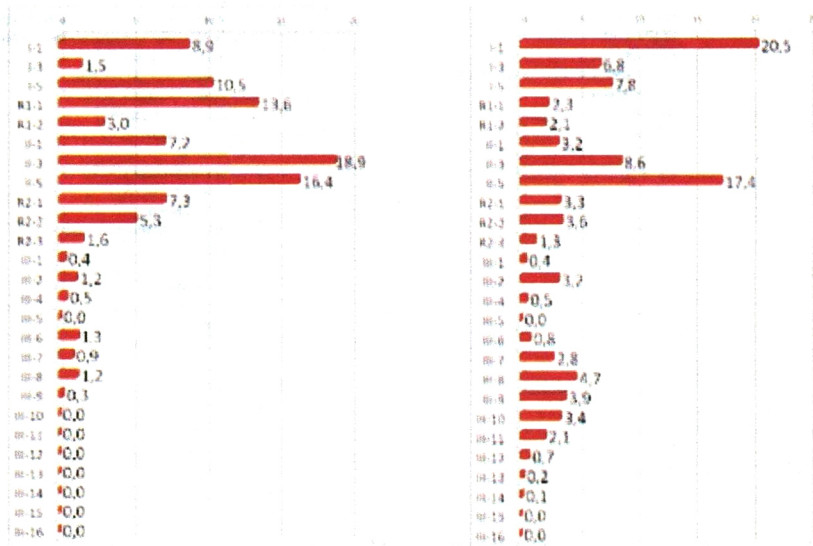


Рисунок 1 - Распределение запасов газа в поровом коллекторе по разрезу ОНГКМ (западный и центральный купол)

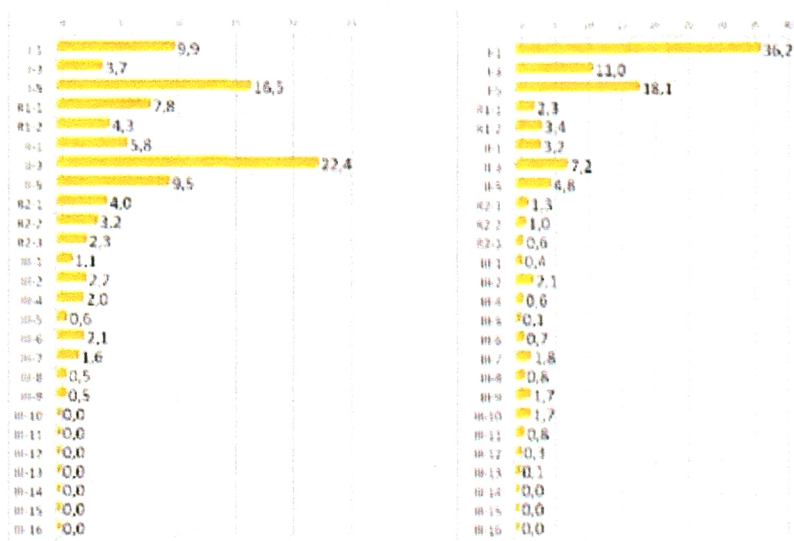


Рисунок 2 - Распределение запасов газа в поровом слабопрон. коллекторе по разрезу ОНГКМ (западный купол и центральный купол)

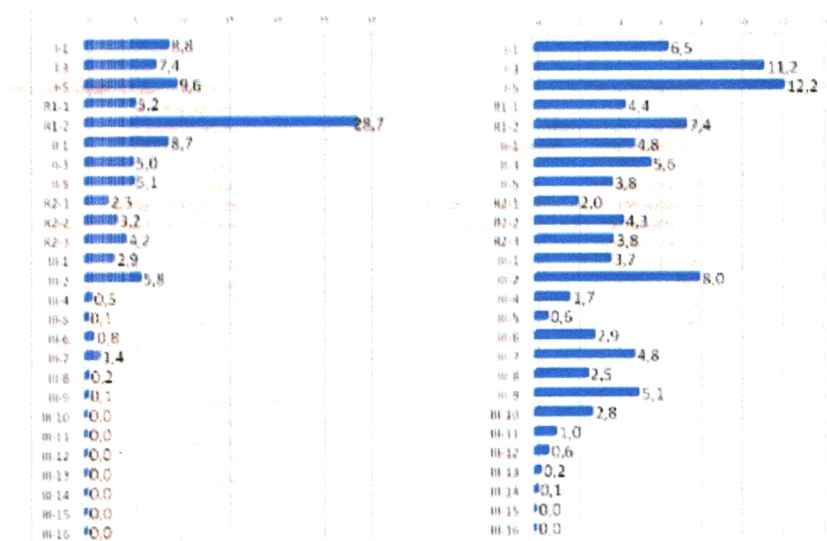


Рисунок 3 - Распределение запасов газа в порово-трещинном коллекторе по разрезу ОНГКМ (западный и центральный купол)

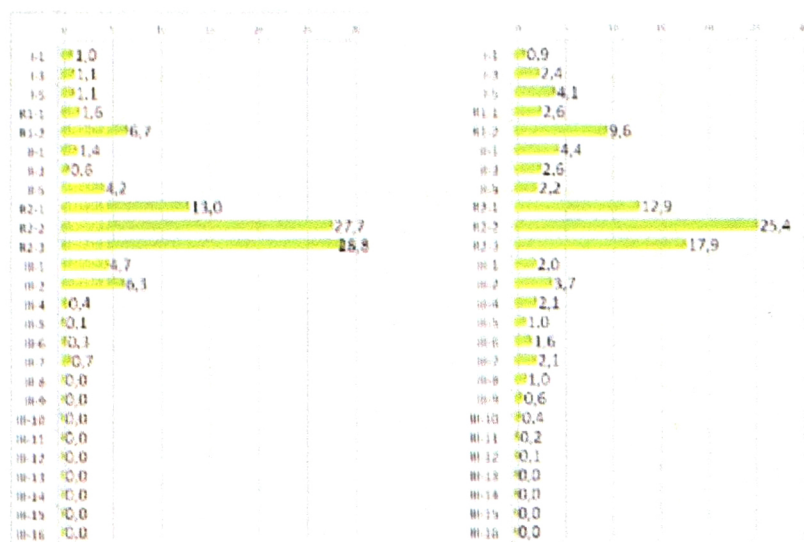


Рисунок 4 - Распределение запасов газа в трещинном коллекторе по разрезу ОНГКМ (западный и центральный купол)

Распределение коллекторов по площади месторождения анализировалось детально - по зонам УКПГ и по геологическим объектам. В целом практически во всех объектах и разделах значительные запасы газа содержатся в поровых коллекторах. Исключением являются пласты первого раздела (R_{1-1} , R_{1-2}) на УКПГ-6, 7, 8, 9, 10; пласты второго раздела зоны УКПГ-6, 7, 8 и пласты III₁ - III₂ третьего объекта практически на всей территории месторождения (УКПГ-3, 12, 1, 2, 6, 7, 8, 9, 10). Содержание запасов газа в поровых коллекторах здесь уменьшается, а увеличивается их доля в порово-трещинных коллекторах. На некоторых участках УКПГ запасы в порово-трещинных коллекторах превышают запасы в поровом коллекторе. К ним относятся пласты первого раздела зоны УКПГ-8, 9, 10 и пачки III₁-III₅ третьего объекта восточной части УКПГ-3. Здесь в порово-трещинных коллекторах содержится более 50% запасов. Значительными запасами газа в слабопроницаемых коллекторах первого объекта (более 20%) характеризуются участки УКПГ -1, 2, 6, 7, 8 и восточная часть УКПГ-3 и 12. Незначительные запасы газа в трещинных коллекторах обусловлены их малой емкостью и меньшим распространением по сравнению с поровым и порово-трещинным типами. Менее 2% запасов газа содержится в трещинных коллекторах первого и второго объектов. Чуть больше находится в первом разделе в районе УКПГ-8, 9, 10 (4-6%). Во втором разделе содержание запасов газа достигает 13-15% (УКПГ-6, 7, 8) за счет увеличения в разрезе низкородовой толщи доли трещинных коллекторов.

В настоящее время на ОНГКМ для вовлечения в разработку малодренлируемых и труднодоступных зон активно применяется горизонтальное бурение и бурение боковых стволов в низкодебитных и обводненных скважинах, эффективность которого во многом зависит от оптимального размещения и ориентации горизонтальных стволов в благоприятных геологических условиях. Резкая анизотропия месторождения приводит к необходимости тщательного детального комплексного анализа всей геолого-геофизической информации на базе сформированной цифровой геологической модели.

Методика геологического обоснования выбора местоположения и объектов проводки горизонтальных скважин заключается в следующем:

- Местоположение проектной скважины определяется по картам эффективных нефтегазонасыщенных толщин и картам пластового давления, где выбираются зоны с недренлируемыми остаточными запасами. При размещении устья скважины учитывается также наличие природо-охранных, санитарных зон на участке предполагаемого бурения. При проектировании местоположения скважин должно быть обеспечено максимальное разбуривание площади.

- Изучается геологическая характеристика параметров выбранного участка (содержание коллекторов, их ФЕС). Для этого анализируется неоднородность продуктивного разреза скважины, восстанавливаемой боковым стволом или разрезы близко расположенных скважин к проектной горизонтальной скважине. Выбирается эксплуатационный объект с учетом выработки запасов на данном участке и вероятности обводнения.
- Для выбора коридора проводки горизонтального ствола детально изучается характеристика пластов (Нэф, Кпор, Кпр). Характер изменения основных геологических параметров анализируется по структурным картам, схемам сопоставления разрезов скважин, разнонаправленным профилям и картам песчанности, выведенным из цифровой модели. Важно определить к какой части разреза приурочены пласты коллекторов, их тип и как они прослеживаются по площади. Анализ распространения коллекторов выбранного пласта по латерали проводится по картам содержания коллекторов. Сопоставлением с основной скважиной разреза соседних, определяется оптимальное направление и интервал вскрытия – пласт(ы) с наилучшими коллекторскими свойствами. Коридором проводки горизонтального ствола выбирается интервал протяженных мощных коллекторов. В условиях расчлененного разреза целесообразнее бурение наклонных или субгоризонтальных скважин.
- В процессе бурения необходимо обязательно проводить контроль и корректировку объектов вскрытия и направления в зависимости от результатов бурения вертикальных стволов.

Анализ эксплуатации месторождения показывает, что детально спроектированное восстановление и проводка горизонтальных скважин является важным мероприятием повышения эффективности разработки, а именно повышение темпов выработки запасов и увеличения газоотдачи на ОНГКМ.

Созданная цифровая геологическая модель ОНГКМ отражает статическое состояние месторождения, но сама не является статичной, она должна постоянно обновляться по мере поступления новой информации и способов по ее улучшению.

Основные результаты работы:

1. Выявлены сложности и особенности моделирования крупных геологических объектов карбонатного строения в связи с этим усовершенствована методика и технология детального трехмерного геологического моделирования в условиях сложнопостроенного продуктивного разреза и большого объема информации;

2. На основе комплекса геолого-геофизических и промысловых данных построена единая детализированная геологическая модель Оренбургского НГКМ. Сформированная модель способствует получению достаточной и надежной геологической информации, позволяющей значительно повысить степень обоснованности принятия решений при регулировании разработки и планировании ГТМ, а так же провести прогноз коэффициентов нефтеизвлечения и других технологических показателей.
3. В процессе моделирования проведено обобщение и систематизация всей геолого-геофизической информации о строении уникального длительно разрабатываемого Оренбургского НГКМ; В программном комплексе геомоделирования Petrel сформирован локальный банк данных по более 1500 скважинам ОНГКМ, что позволяет проводить оперативное уточнение модели при поступлении новой информации;
4. На базе созданной трехмерной геологической модели проведен анализ неоднородности продуктивной толщи и определены закономерности распределения типов коллекторов, подтипов порового коллектора и глинистых пропластков и распределение геологических запасов в трехмерном пространстве. Эти данные позволяют выявлять невыработанные зоны на месторождении;
5. Перемасштабированная геологическая модель ОНГКМ положена в основу постоянно-действующей гидродинамической модели, которая позволила определить газо- гидродинамическую сообщаемость карбонатного резервуара и величину перетока газа из газовой шапки Среднекаменноугольной залежи в Основную, а также состояние не введенных в разработку нефтяных оторочек;
6. Для эффективного применения методов увеличения УВотдачи разработана методика геологического обоснования проектирования бурения горизонтальных скважин в условиях сложного анизотропного разреза и большого массива информации на базе трехмерной геологической модели;
7. На выбранном для горизонтального бурения локальном участке созданной геологической модели строятся сегментные гидродинамические модели для более точного прогнозного расчета продуктивности проектных горизонтальных скважин. Сегментное моделирование позволяет пропустить процесс огрубления геологической модели при переходе к гидродинамической.

Список опубликованных работ по теме диссертации:

1. Кан В.Е., Кутеев Ю.М., Политыкина М.А., Силагина Т.В., Трифонова М.П. Пересчет запасов углеводородов ассельской нефтяной залежи Оренбургского НГКМ с использованием компьютерных технологий. // XVII Губкинские чтения. Нефтегазовая геологическая наука - XXI век. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2004. – С. 93-94.
2. Силагина Т.В., Трифонова М.П. Геолого-геофизический мониторинг разработки Оренбургского газоконденсатного месторождения на основе уточненной геологической модели. // Материалы научной конференции Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. – Казань: Казанский университет. – 2005. – С. 245-246.
3. Трифонова М.П. Геологическое обоснование местоположения и проводки горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ с использованием цифровой геологической модели. // Материалы VI всероссийской конференции молодых ученых и специалистов по проблемам газовой промышленности России. – М.: ОАО «Газпром», РГУ НГ им. И.М. Губкина. – 2005. – С. 38-39.
4. Политыкина М.А., Кутеев Ю.М., Кан В.Е., Трифонова М.П., Силагина Т.В. Об особенностях пересчета запасов нефти ассельской залежи восточного участка Оренбургского месторождения. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2005, №8. – С. 31-33.
5. Кан В.Е., Кузнецова М.А., Трифонова М.П. Анализ геолого-промысловой характеристики горизонтальных скважин ОНГКМ и скважин, восстановленных боковым стволом. // Нефтепромысловое дело. – 2006, №7. – С. 61-65.
6. Трифонова М.П. Цифровая трехмерная геологическая модель Филипповской залежи ОНГКМ. // Нефтепромысловое дело. – 2007, №9. – С. 7-11.
7. Кан В.Е., Политыкина М.А., Трифонова М.П., Силагина Т.В. Характеристика цифровой трехмерной геологической модели Филипповской залежи ОНГКМ. // Нефтепромысловое дело. – 2007, №12. – С. 17-19.
8. Трифонова М.П. Уточненная цифровая трехмерная геологическая модель ОНГКМ. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008, №9. – С. 53-55.
9. Трифонова М.П. Методика и особенности построения трехмерной геологической модели ОНГКМ. // Нефтепромысловое дело. – 2009, №12. – С.11-13.
10. Баишев Р.В., Кривина Т.Г., Левина Н.А., Трифонова М.П., Купарев Д.А. Постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель Оренбургского

НГКМ. Состояние и перспективы. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010, №12. – С. 24-27.

11. Скибицкая Н.А., Политыкина М.А., Багманова С.В., Трифонова М.П. Нетрадиционный источник углеводородного сырья – ВМС (высокомолекулярное сырье) на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. // Материалы Всероссийской конференции с международным участием. ИПНГ РАН – Москва, 2011. – С. 60-61.

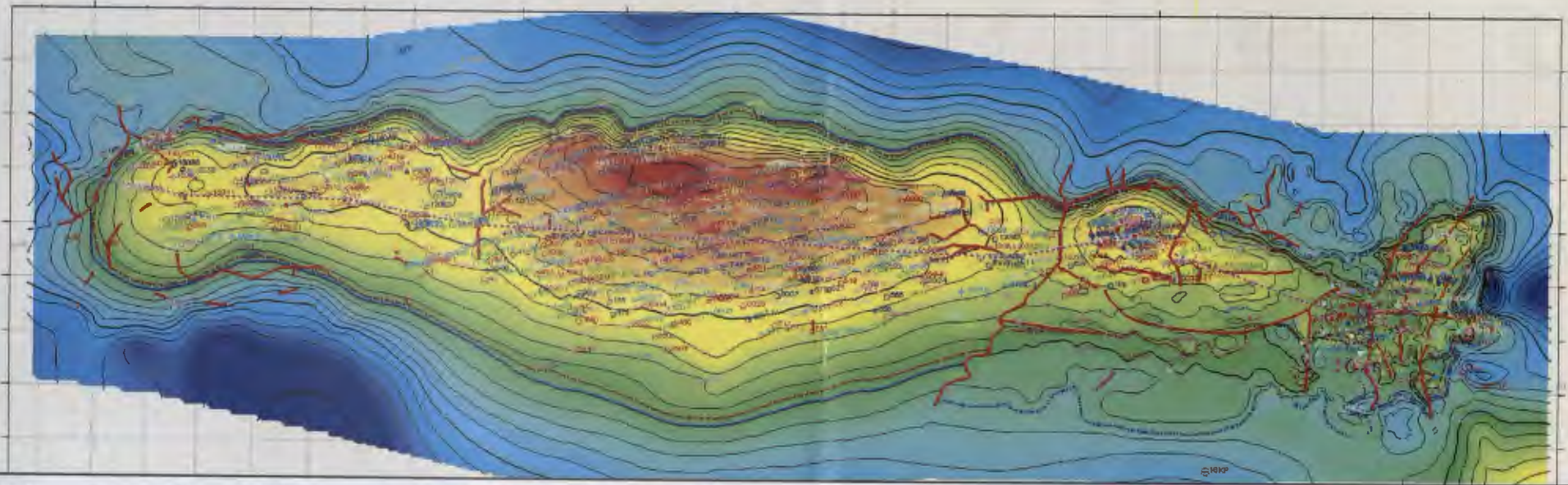
Соискатель:



М.П. Трифонова

a)

X-axis



б)

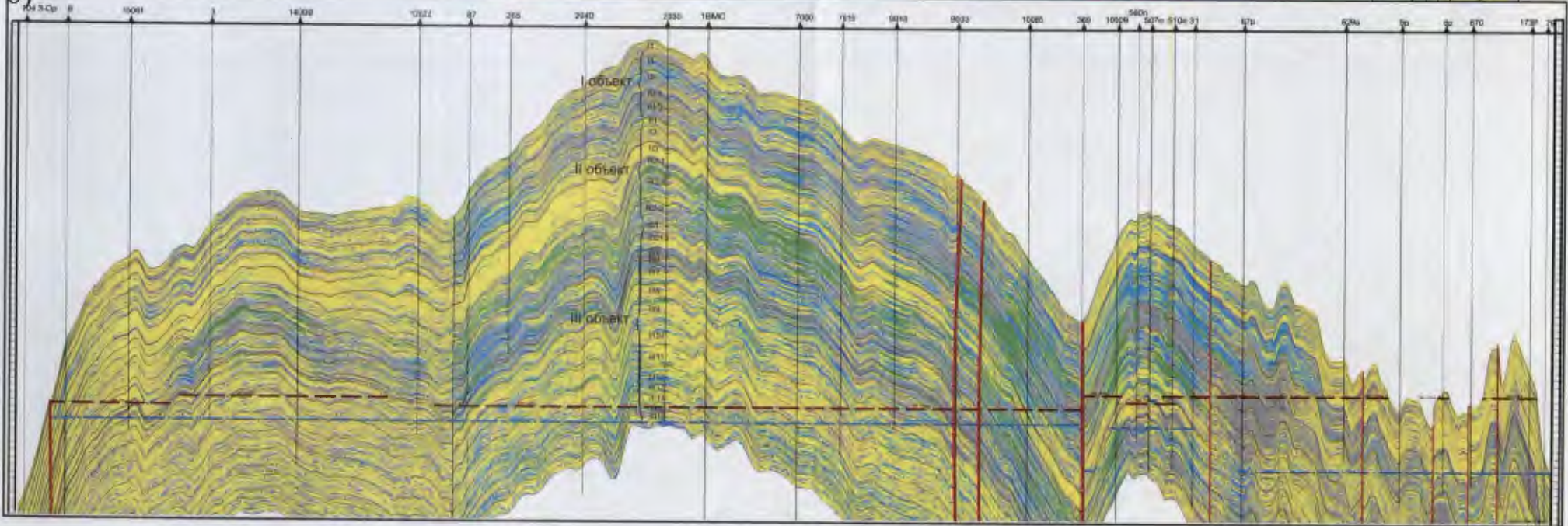
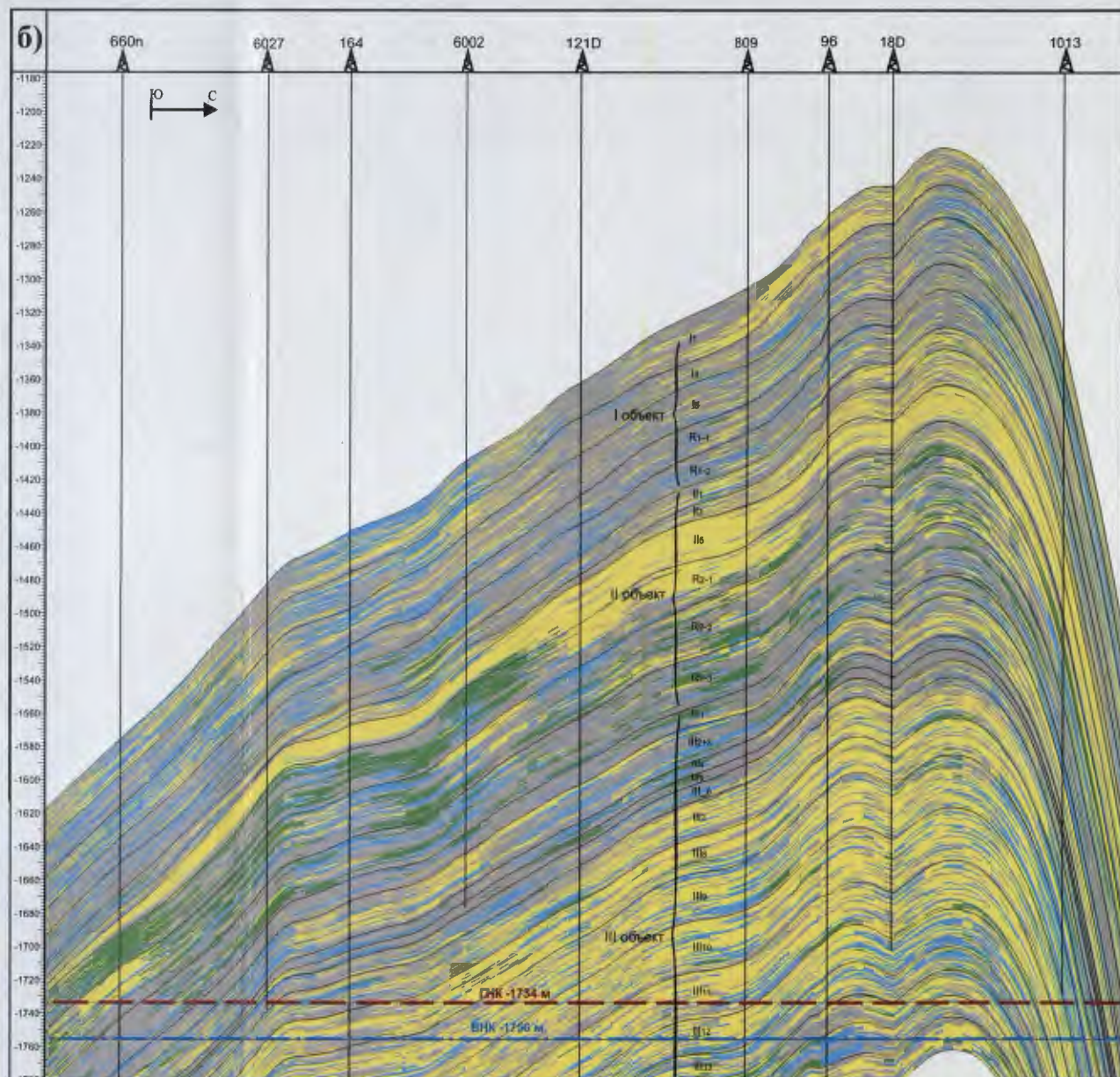
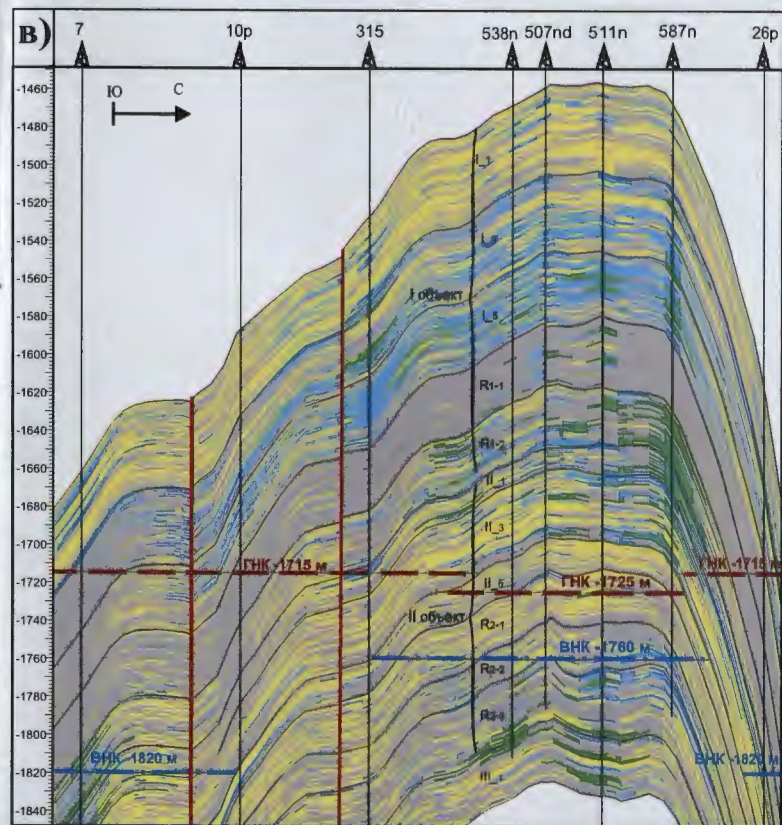
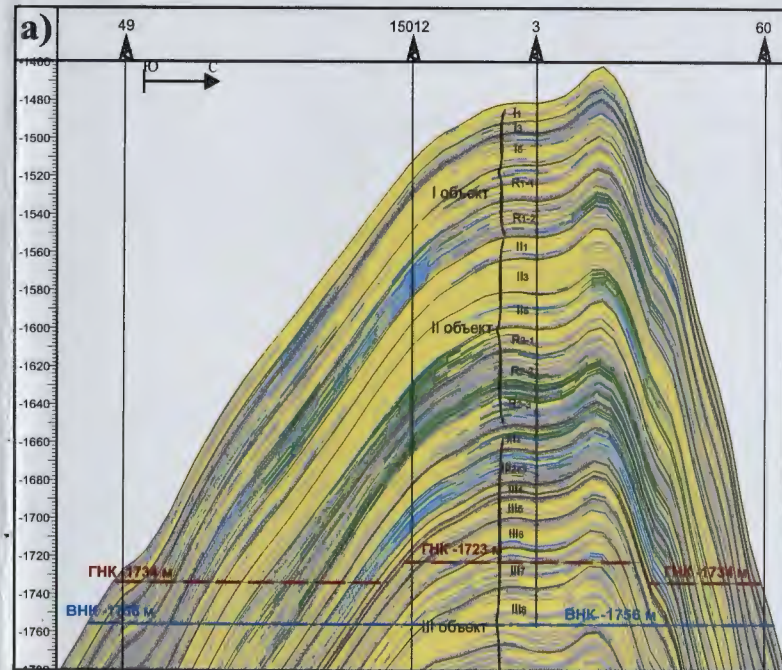


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле продуктивной толщи (а) и продольный геологический профиль ОНГКМ (б)



Условные обозначения:

поровый коллектор

трещ. коллектор

порово-трещ. коллектор

неколлектор

Рисунок 6 - Поперечные геологические профили через западный (а), центральный (б) и восточный (в) купола ОНГКМ

Подписано в печать 12.03.12
Печать оперативная. Бумага типографическая.
Заказ № 111 от 12.03.12 г. Тираж 100 экз.
Отпечатано в ЦГ «Константа», ул. Туркестанская, 18
тел.: (3532) 53-24-25

102