На правах рукописи

НАЙМУШИН ДМИТРИЙ ГЕОРГИЕВИЧ

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗСНГП, ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Специальность 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (геолого-минералогические науки)

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Томск-2011

Диссертация выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель:

кандидат геолого-минералогических наук, доцент
Ежова Александра Викторовна

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор
Гриб Николай Николаевич

кандидат геолого-минералогических наук, доцент
Меркулов Виталий Павлович

Ведущая организация:

ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», г. Томск

Защита состоится **17 июня 2011 г. в 15 часов** на заседании совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.269.12 при ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр-т. Ленина, 30 (корпус. 20, ауд. 504)

С диссертацией можно ознакомиться в Научно-технической библиотеке ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Автореферат разослан 13 мая 2011 г.

Ученый секретарь совета по
защите докторских и кандидатских
диссертаций А.А. Поцелуев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность

В настоящее время основная добыча нефти в Западной Сибири ведется из отложений нижнего мела и верхней юры. Выработка запасов углеводородов из этих осадочных комплексов вынуждают нефтедобывающие компании переходить на нижележащие пласты, которые обладают ухудшенными коллекторскими свойствами, либо водоносными пластами в разрезе скважин. Данные обстоятельства ставят задачу по поиску новых технологий поиска и добычи жидких углеводородов из резервуаров такого типа. Принятым термином для подобных запасов является «трудноизвлекаемые запасы» (tight reservoirs). Примером таких пластов являются нижнесреднеюрские отложения, которые широко распространены в Западной Сибири. К данным залежам приурочены крупные ресурсы нефти, газа и газоконденсата. По мнению ряда авторов, начальные геологические ресурсы условных углеводородов в отложениях нижней-средней юры по Западной Сибири составляют 75,6 млрд.т, в том числе нефть – 45,1 млрд.т, газ попутный – 7,3 млрд.м3, газ свободный – 19,9 трлн.м^3, конденсат – 3,3 млрд.т; извлекаемые: нефть – 10,4 млрд.т, газ попутный – 1,7 млрд.м^3, газ свободный – 19,9 трлн.м3, конденсат – 2,1 млрд.т.

Развитие технологий бурения горизонтальных скважин и интенсификации добычи нефти, в основном, проведением гидроразрывов пласта, а так же рост цен на жидкие углеводороды, позволили нефтедобывающим компаниям вплотную подойти к решению проблемы рентабельной добычи нефти из коллекторов такого типа.

По мнению академика Конторовича А.Э. (доклад в ТПУ 15.02.2011г.), основные возможности для увеличения объемов добычи нефти в Томской области связаны не с открытием новых месторождений на новых площадях, а с вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов, с использованием новых инновационных методов интенсификации, на «старых» площадях, с развитой инфраструктурой.

В отложениях нижней и средней юры на Майском месторождении нефтеносность выявлена в пластах $Ю_{11}$ – $Ю_{15}$. Пласты обладают ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами: средняя пористость 12 – 13%, абсолютная проницаемость 0,5 – 7.5*10^{-3} мкм^2. Данные условия усложняют проведение поисковых работ, низкие притоки (1 – 5 м3/сут) увеличивают время извлечения из скважины технических жидкостей и время проведения гидродинамических исследований. Нижняя часть разреза пласта $Ю_{15}$, как правило, обладает повышенным значением начальной водонасыщенности.

Перечисленные выше свойства не позволяют применять «традиционные» методы для добычи углеводородов, т.е. бурение наклонно-направленных скважин с проведением объемных гидроразрывов пласта.

Опыт разработки пластов Майского месторождения данными методами выявил недостаточную их эффективность из-за высокой начальной обводненности продукции и низких дебитов жидкости.

Для решения этой проблемы была проведена работа по детальному изучению строения пластов раннесреднеюрского возраста Майского месторождения, построены геологическая и гидродинамическая модели. Был проведен обзор существующих технологий по интенсификации и поддержанию пластового давления, перспективных для разработки «трудноизвлекаемых» запасов нефти. На основе построенной гидродинамической модели были рассчитаны несколько вариантов разработки и выбран наиболее рентабельный.

Основной проблемой для анализа и реализации данной программы является то, что практически отсутствует опыт разработки коллекторов такого типа. В связи с этим необходимо было выработать методику внедрения решений данных исследований, главная идея которой состоит в выборе наименее рискованных участков для проведения опытно-промышленных работ. Бурение ячейки скважин на данных участках, две горизонтальные и одну наклонно-направленную, проведение гидроразрывов пласта на них и после добычи нефти на нагнетательных скважинах (3 – 6 месяцев) перевод под закачку. По результатам оценки эффективности системы поддержания пластового давления и технологии интенсификации добычи нефти будет произведен окончательный расчет вариантов разработки на полное развитие и принято решение о дальнейшей разработке пластов нижней-средней юры Майского месторождения.

Цель работы заключается в изучении отложений раннесреднеюрского возраста Майского месторождения, на основе обобщения и анализа данных 3Д сейсморазведки, ГИС, гидродинамических исследований и кернового материала; в увеличении коэффициента извлечения нефти коллекторов, ранее относившихся к непродуктивным, по фильтрационно-емкостным свойствам; в создании методики вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Основные задачи исследований

1. Изучить палеотектонические, палеофациальные условия образования, особенности геологического строения пластов раннесреднеюрского возраста с целью выявления зон промышленной нефтеносности и размещения скважин.
2. На основе геолого-промысловых данных провести анализ эффективности реализуемой системы разработки.
3. Провести обзор методов интенсификации, применяемых на коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, и оценить применимость методов в условиях данных пластов.
4. На основе построенной гидродинамической модели выбрать наиболее эффективный вариант разработки.

5. Разработать программу проведения опытно-промышленных работ по реализации рекомендуемых вариантов.

Научная новизна.

Научная новизна заключается в следующем:

1. Впервые установлено, что формирование пластов $Ю_{15}$ Майского месторождения происходило в условиях русловых потоков.
2. Сформирована принципиально новая геолого-гидродинамическая модель месторождения, уточняющая геологическое строение, флюидонасыщенность, коэффициент извлечения нефти, геологические и извлекаемые запасы.
3. Впервые для трудноизвлекаемых запасов разработана система размещения скважин на основе бурения горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, с проведением на них многостадийных ГРП, позволяющая более полно извлекать углеводороды из пластов.

Практическая ценность и реализация работы в промышленности

1. Результаты проведенных исследований позволяют
   - начать разработку пластов с низкими значениями проницаемости в промышленном масштабе;
   - использовать методологию по построению геологических, гидродинамических моделей для низкопроницаемых коллекторов, с низкой начальной нефтенасыщенностью.
2. На основе геологической модели были скорректированы геологические запасы; выполненные с использованием гидродинамической модели прогнозные расчеты по вариантам разработки позволили уточнить коэффициент извлечения нефти и извлекаемые запасы.
3. Предложена методика вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, освоение которых связано с рисками с выбором вариантов бурения и организации системы ППД.
4. Предложена технология интенсификации добычи нефти для коллекторов данного типа бурением горизонтальных скважин с проведением на них многостадийных ГРП.
5. Результаты диссертационной работы используются при проведении научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по разработке нижнесреднеюрских пластов Майского месторождения ООО «Альянснефтегаз» Imperial Energy ONGS Videsh Limited.

ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Осадконакопление отложений раннесреднеюрского возраста Майского месторождения происходило в континентальных условиях; пласта $Ю_{15}$ – реки разветвленного типа с активной боковой миграцией речных рукавов, а седиментация коллекторов $Ю_{12\text{-}14}$ связана меандрирующими речными системами.
2. Разработана геолого-гидродинамическая модель пластов раннесреднеюрского возраста Майского месторождения, учитывающая

особенности геологического строения, изменение фильтрационно-емкостных свойств, флюидонасыщенности, геометрии залежи, которые, главным образом, влияют на эффективность эксплуатации месторождения.

3. Разработан наиболее рациональный вариант размещения скважин для нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, основанный на бурении горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с проведением многостадийных гидроразрывов пласта.

Личный вклад автора в получении результатов, изложенных в диссертации. Собран и проанализирован материал по обоснованию геологического строения пластов нижней-средней юры Майского месторождения, проведена оценка фациальных условий осадконакопления, на основе чего были построены геологическая и гидродинамическая модели месторождения. На базе этих моделей был выбран наиболее перспективный вариант разработки с бурением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с проведением многостадийных гидроразрывов пласта на них. Рекомендованы участки первоочередного бурения для проведения опытно-промышленных работ. Разработана методика вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, освоение которых связано с рисками выбора вариантов бурения и организации системы поддержания пластового давления.

Автором сформулированы цели и научные задачи и получены новые научные результаты, изложенные в защищаемых положениях.

Фактический материал. В работе использованы материалы ГИС, испытаний скважин, исследований кернового материла, физико-химических свойств флюидов, гидродинамики разведочных и эксплуатационных скважин, данные интерпретации 2Д и 3Д сейсмических исследований, месячных эксплуатационных рапортов Майского нефтяного месторождения.

Достоверность полученных результатов основана на использовании научно-обоснованных и общепринятых способов интерпретации первичных данных; логической обоснованности применяемых методик построения отдельных моделей; применения общепринятых законов для их взаимного согласования; использовании при проведении прогнозных расчетов широко применяемых в нефтяной промышленности программных продуктов; подтверждение результатов моделирования историческими данными, результатами бурения скважин, данными наблюдений.

Апробация работы. Материалы диссертационной работы докладывались на III-ей Российской нефтегазовой технической международной конференции и выставке Общества инженеров нефтяников (г. Москва, 2010), на I международной конференции «Молодежь и проблемы геологии» (г. Томск, 1996), на XV международном симпозиуме им. М.А. Усова (г. Томск 2011).

ПУБЛИКАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ И СТРУКТУРА РАБОТЫ

Основные положения диссертации отражены в 6-ти статьях и тезисах докладов, из них 1 статья – в рецензируемом научном журнале, рекомендуемым ВАК и 2 – на английском языке.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Список литературы включает 118 наименований, работа изложена на 173 страницах, в том числе содержит 104 рисунка, 13 приложений, 33 таблицы.

Во введении обоснована актуальность выбранной темы и проведенных расчетов. Определены цели и задачи диссертационной работы, изложены основные результаты, обозначен вклад автора в исследования по данной теме, отражена научная новизна работы и практическая значимость полученных результатов.

В первой главе описаны общие сведения о месторождении, черты развития территории Майского месторождения в палеозойский, раннесреднеюрский периоды и нефтегазоносность отложений нижней-средней юры.

Во второй главе описано геологическое строение пластов раннесреднеюрского возраста Майского месторождения, методика построения геологической модели и подсчета запасов углеводородов по объекту.

В третьей главе проведен анализ эффективности реализованной на объекте $Ю_{14-15}$ Майского месторождения системы разработки и дан обзор методов интенсификаций, применяемых на коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

В четвертой главе приведено описание гидродинамической модели, проведен анализ неопределенностей, как геологических, так и технических. На базе модели проведен анализ эффективности предлагаемых вариантов разработки на полное развитие с экономической оценкой вариантов.

В пятой главе приведена программа опытно-промышленных работ на выбранных участках первоочередного бурения, рассмотрены мероприятия по дальнейшему изучению геологического строения. Рассмотрены результаты реализации программы ОПР.

В заключении подведены итоги исследований, сформулированы основные выводы.

Автор выражает благодарность научному руководителю кандидату геолого-минералогических наук Ежовой Александре Викторовне, а также д. г.-м. н. Поцелуеву Анатолию Алексеевичу, д. г.-м. н. Белозерову Владимиру Борисовичу, к. г.-м. н. Волощуку Генадию Михайловичу, к.ф.-м.н. Квеско Брониславу Брониславовичу, главному геологу ООО «Альянснефтегаз» Легезе Сергею Леонидовичу за ценные советы и методическую помощь на всех этапах подготовки работы.

Автор благодарен сотрудникам компании ООО «Альянснефтегаз»: Климову А.В., Крапивину С.В., Есипенку И.Н., Новикову О.В., Попову А.А.,

Симону И.В., Сулаевой Т.В., сотруднику НИ ТПУ Кузьмину Т.Г., сотрудникам компании Шлюмберже: Кузьмичу А.А., Мартынову А.В., Пинусу О.В. за помощь при проведении исследований.

ПОЛОЖЕНИЕ 1. Осадконакопление отложений раннесреднеюрского возраста Майского месторождения происходило в континентальных условиях, пласта $Ю_{15}$ – реки разветвленного типа с активной боковой миграцией речных рукавов, а седиментация коллекторов $Ю_{12-14}$ связана меандрирующими речными системами.

Согласно анализу данных гамма-каротажа (ГК), для пласта $Ю_{15}$ характерны аномалии в виде четырехугольников с зубчатой боковой линией, с горизонтальной нижней линией. Для нижних пропластков характерна горизонтальная верхняя линия, для вышележащих пропластков характерно некоторое уменьшение значений ГК к кровле.

Для пластов $Ю_{12-14}$ характерны кривые в виде четырехугольников с осложненным сверху треугольником, с зубчатой боковой линией, а так же наблюдаются кривые в форме четырехугольника с осложнением в виде треугольника в нижней части разреза.

Согласно классификации циклитов, основанных на направленности гранулометрического состава, данные отложения относятся к проциклитам, уменьшением размерности зерен вверх по разрезу, что характерно для аллювиальных отложений.

Седиментологические исследования по керну из пласта $Ю_{15}$, доступны в шести скважинах (392, 393, 397, 228, 568 и 698), которые расположены в северо-восточной и юго-восточной фациальных зонах. Из пластов $Ю_{12-14}$ керн, доступен в скважинах 393, 568, 698 и 228. Результаты анализа макро- и микроскопических описаний керна песчаники пласта $Ю_{15}$ отличаются хорошей сортировкой зерен и горизонтально-косой слоистостью, а песчаники пластов $Ю_{12-14}$ плохой сортировкой обломочного материала и мелкой косоволнистой слоистостью.

Все перечисленные выше признаки, данные исследований каротажного и кернового материала (рис. 1,2), позволяют сделать предположение о формировании песчаных отложений пласта $Ю_{15}$ в высокоэнергетической обстановке, такой как речная система, с блуждающими руслами и фуркирующих рек горного типа в нижней части разреза, по (В.С. Муромцеву, 1984).

Для пластов $Ю_{12-14}$ данные признаки позволяют сделать предположение о формировании коллекторов в спокойной обстановке осадконакопления, присущей для меандрирующей речной системы, с присущими ей фациями акреационного комплекса русел и кос, стариц, конусов прорыва и отложений поймы, озер и болот, что предполагает изменчивость и высокую неоднородность пласта (В.С. Муромцев, 1984).

На основании вышеизложенного можно предположить, что в нижне-среднеюрский период на территории Майского месторождения отложение осадков происходило в континентальных условиях.

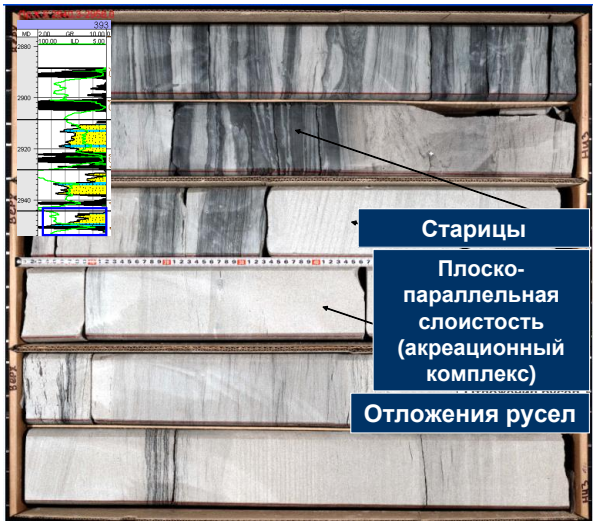


Рис. 1 Керн по скважине 393 в интервале пласта $Ю_{14}$

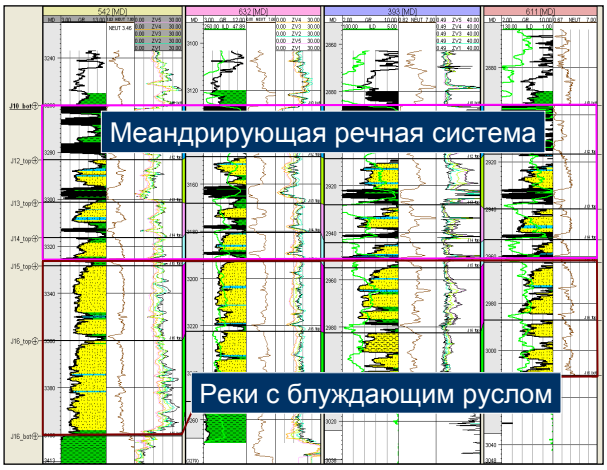


Рис. 2 Фациальные зоны пластов $Ю_{12\text{-}15}$ Майского месторождения

ПОЛОЖЕНИЕ 2. Разработана геолого-гидродинамическая модель пластов раннесреднеюрского возраста Майского месторождения, учитывающая особенности геологического строения, изменение фильтрационно-емкостных свойств, флюидонасыщенности, геометрии залежи, которые, главным образом, влияют на эффективность эксплуатации месторождения.

1. Описание геологической модели

Расчленение и корреляция продуктивных отложений проводилось по всему Майскому месторождению и соседним площадям, по серии разрезов субмеридианального и субширотного простирания. В пределах месторождения выделены региональные циклиты раннесреднеюрского возраста $Ю_{11\text{-}15}$ (рис. 3). Циклит $Ю_{15}$- надтогурский, в кровле коррелируется угольный пласт $У_{14}$. В основу индексации циклитов $Ю_{11\text{-}14}$ положены номера угольных пластов $У_{11\text{-}14}$, залегающих в подошве соответствующих.

В пределах регионального циклита $Ю_{15}$ выделяются три локальных $Ю_{15}^{1}$, $Ю_{15}^{2}$, $Ю_{15}^{3}$. За реперные горизонты принимаются углефицированные аргиллиты и угли, выделяющиеся внутри циклита, как по каротажным кривым, так и по керновым данным, основной проблемой корреляции является не повсеместное распространение данных реперов.

В качестве основного репера принят отражающий горизонт $У_{10}$ (Ia) (рис. 4), который получен в результате структурной интерпретации данных сейсморазведки 3Д. Также в результате сейсмической интерпретации

получены поверхности разломов. Для построения структурных карт по кровлям и подошвам пластов $Ю_{12-15}$ использовались границы, отбитые во всех скважинах, вскрывших доюрское основание.

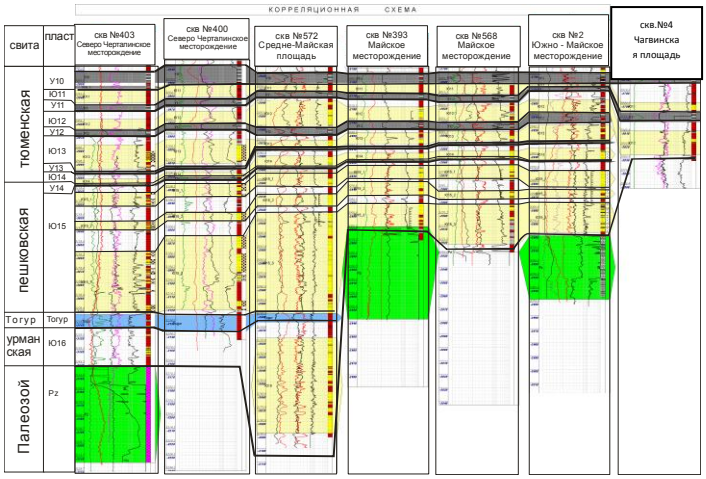


Рис. 3 Корреляционная схема по линии скважин №№403, 400 Северо – Черталинское месторождение, №572 Средне-Майская площадь, №№393, 568 Майское месторождение, №2 Южно-Майское месторождение, №4 Чагвинская площадь.

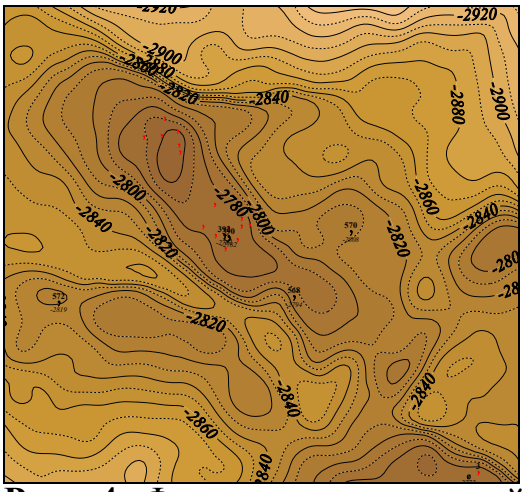


Рис. 4 Фрагмент структурной карты отражающего горизонта Iа (кровля нижнетюменской подсвиты) (ООО «Сибнефтегеофизика», 2010).

Используя метод схождения, от кровли $У_{10}$ через карты общих толщин строились структурные карты по нижележащим пластам. Для подошвы пласта $Ю_{15}$ за тренд принята карта по кровле фундамента $Ф_2$.

Построение карт общих толщин реализовано с помощью алгоритма построения 2Д поверхностей в программном комплексе Petrel, используя метод Kriging, полученный набор поверхностей и разломов объединен в структурный каркас, который послужит основой для построения трехмерной геологической модели. Для создания геологической модели за основу взята методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей коллектора (по В.П. Мангазееву и др., 2006), которая состоит из следующих этапов: построение трехмерной геологической сетки, осреднение скважинных данных на ячейки сетки, фациальное моделирование, литологическое моделирование, петрофизическое моделирование, моделирование водонефтяных контактов, построение карт и геологических профилей, оценка запасов.

1.1 Построение трехмерной геологической сетки

Для построения объемной трёхмерной геологической модели создана трёхмерная сетка для пластов $Ю_{12-15}$ Майского месторождения. Сетка

построена в стратиграфических границах, полученных на этапе структурного моделирования.

Сетки созданы с использованием геометрии угловых точек. Размер ячеек в горизонтальной плоскости соответствует сетке структурной модели и составляет 100х100 м. Сетка азимутально повернута на 45 градусов, для того чтобы учесть основной тренд направления речных потоков.

Количество элементарных слоев в сетке выбиралось так, чтобы вертикальная высота одной ячейки в среднем была равна 0.3 м, что позволило наиболее достоверно отразить в модели условия залегания продуктивных отложений. Высокое разрешение позволяет точнее выделить литологические границы пластов и сохранить слоистую структуру разреза. Таким образом, для пластов $Ю_{12\text{-}15}$ производилась пропорциональная нарезка на слои, что необходимо для отражения условий формирования пластов.

Общее количество ячеек модели составило 4 379 259.

1.2 Осреднение скважинных данных на ячейки сетки

На полученную трехмерную геологическую сетку произведено осреднение кривых, полученных в результате интерпретации ГИС. В первую очередь ремасштабировалась дискретная фациальная кривая и колонка литологии, а затем непрерывная кривая пористости, проницаемости и насыщенности.

Для дискретных кривых выбирался метод средневзвешенного осреднения по ячейкам (Most of), который показал совпадение значений исходных параметров с осредненными. Для осреднения непрерывных кривых использовался алгоритм среднеарифметического осреднения по ячейкам, который также имел довольно хорошее совпадение значений. Получено хорошее совпадение распределений ремасштабированных параметров со скважинными данными.

1.3 Фациальное моделирование

Фациальное моделирование проводилось только для пласта $Ю_{15}$, который является наиболее благоприятным для разработки и характеризуется увеличенными эффективными толщинами. В пластах $Ю_{12\text{-}14}$ этап построения фациальной модели не проводился, в связи с малым количеством скважинных данных, которые позволили бы пространственно охарактеризовать меандрирующую речную систему.

По пласту $Ю_{15}$ выделены фация миграции речной системы и фация основного русла, которым присвоены коды 1 и соответственно 2. Полученная дискретная фациальная кривая была усреднена на ячейки сетки.

Для пространственного моделирования фаций 1 и 2 использовался метод объектного моделирования. Построены 4 стохастические реализации ветвящейся речной системы, отличающиеся друг от друга геометрией

русловых тел. Направление развития русловой системы было задано с ЮВ на СЗ.

1.4 Литологическое моделирование

Куб дискретной литологии пласта $Ю_{15}$ (1 – песчаник, 0 – глина, 2 – уголь, 3 –плотный песчаник) строился с помощью алгоритма «последовательное индикаторное моделирование» (Sequential Indicator Simulation), где в качестве тренда для каждого пласта задавался геолого-статистический разрез (ГСР) с учетом фациального параметра, полученного на этапе фациального моделирования.

По каждому из пластов $Ю_{12-15}$ построено 11 равновероятных стохастических реализаций дискретного параметра литологии. Моделирование по пласту $Ю_{15}$ производилось внутри каждого из фациальных параметров независимо.

1.5 Петрофизическое моделирование

Построение куба пористости проводилось с применением алгоритма «последовательного Гауссовского моделирования» (Sequential Gaussian Simulation). Распространение пористости в межскважинном пространстве проводилось внутри куба литотипа «песчаник», построенного на предыдущем этапе моделирования. В качестве входного параметра использовались гистограммы распределения пористости внутри песчаников, полученные при анализе результатов интерпретации ГИС. Гистограммы были получены для каждого из пластов $Ю_{12-15}$

Были построены 11 равновероятных реализаций пористости по каждому из пластов $Ю_{12-15}$. Финальный куб пористости был получен путем арифметического усреднения всех 11 стохастических реализаций.

Куб проницаемости получен из куба пористости по петрофизической зависимости Кпр = *f(Кп)* для пластов $Ю_{12-15}$. Значение проницаемости по модели в ячейках коллектора изменяется от $0.1*10^{-3}$ мкм^2 до $7.7*10^{-3}$ мкм^2.

Куб начальной водонасыщенности рассчитывался по J-функции Леверетта (безразмерное капиллярное давление), которая учитывает связь капиллярного давления с фильтрационно-емкостными свойствами пласта, а также высоту ячейки модели над уровнем Зеркала Свободной Воды (ЗСВ).

ЗСВ принято на абсолютной отметке -2910м. Величина плотности воды равна 1024кг/м3, нефти – 682 кг/м3 .

Следующим шагом, рассчитывалась J-функция, с использованием величины капиллярного давления, значения пористости и проницаемости, полученные по результатам интерпретации ГИС в качестве исходных данных. Для каждого из пластов $Ю_{12-15}$ была получена аппроксимирующая зависимости начальной водонасыщенности по результатам интерпретации ГИС от параметра J. Расчет значений трехмерного параметра водонасыщенности в ячейках модели производился с использованием

данных аппроксимирующих функций Sw = f(J). Сравнение величины начальной водонасыщенности по финальному кубу со скважинными данными показывает достаточно высокий коэффициент корреляции (0.698) с единичным наклоном аппроксимирующей прямой.

1.6 Обоснование уровней водонефтяных контактов

Анализ результатов интерпретации начальной водонасыщенности по ГИС и результаты пространственного моделирования начальной водонасыщенности по пластам $Ю_{12-15}$ Майского месторождения показывают, что низкие ФЕС пород коллекторов приводят к существенным вариациям профиля водонасыщенности. Характерной особенностью коллекторов $Ю_{12-15}$ является отсутствие четкой взаимосвязи между абсолютной отметкой и начальной водонасыщенностью. Поэтому, для построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин использован уровень «условного ВНК», определенный как наиболее низкая отметка в пласте, где по результатам пространственного моделирования Кв меньше граничного значения 86.2%.

Для построения карт суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин по пластам $Ю_{14-15}$ использовался УВНК, осредненный по пластам $Ю_{14}$, $Ю_{15}$, который составил -2900, что совпадает с принятым ВНК по оперативному подсчету запасов по Майскому нефтяному месторождению (ООО «Сибнефтегазинновация», 2007).

Проведенные испытания на 11 скважинах Майского месторождения и соседних площадей показали, что пласты выше отметки - 2900 метров нефтенасыщенные.

1.7 Построение карт и геологических профилей

Из трехмерной геологической модели построены структурные карты по кровлям и подошвам коллектора, а также карты эффективных нефтенасыщенных толщин для пластов $Ю_{12}$, $Ю_{13}$, $Ю_{14-15}$ и карта средней водонасыщенности пласта $Ю_{14-15}$.

1.8 Оценка запасов

Для подсчета запасов использована методика оценки геологических запасов нефти с помощью объемного метода по цифровой геологической модели с использованием куба начальной нефтенасыщенности. Основные результаты подсчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Пласт	Объем н/пород, тыс.м3	Кпор., д.ед.	Кнефть., д.ед.	Плотность, г/см3	Геологические запасы, тыс.т.
$Ю_{12}$	58451	0.101	0.49	0.786	3233
$Ю_{13}$	49492	0.117	0.46	0.786	3282
$Ю_{14}$	104830	0.105	0.31	0.786	2302
$Ю_{15}$	370284	0.112	0.38	0.786	10328
$Ю_{15}^{3}$	96779	0.114	0.40	0.786	4164
Итого:	929621	0.11	0.39	0.786	23311
Из них $Ю_{14-15}$	**669060**	**0.114**	**0.37**	**0.786**	**16794**

2. Описание гидродинамической модели

Расчет основных технологических показателей осуществлялся в программном комплексе Eclipse компании Schlumberger, для расчетов использовалась модель live oil. Геологической основой (структурный каркас и основные фильтрационно-емкостные параметры) послужили результаты ремасштабирования («апскейлинга») геофизической информации, в ходе которого, наряду с уменьшением количества слоев, была исключена обширная водоносная область, что положительно сказалось на конечном количестве ячеек и времени счета.

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа, использованные в расчете, были приняты по результатам исследования глубинной пробы нефти пласта $Ю_{15}$ скважины 527.

Источником данных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе вода – нефть послужили лабораторные эксперименты на кернах скважин 392, 393, 397 (5 - по определению коэффициента вытеснения, 4 - ОФП).

Форма кривых ОФП являлась одним из параметров настройки и редактировалась в процессе воспроизведения истории.

Результирующие кривые в системе вода-нефть по основному пласту приведены на (рис. 5 -а).

Ввиду отсутствия опытов по определению ОФП в системе газ-нефть на кернах данного месторождения была использована ОФП месторождения - аналога Томского региона (рис. 5 - б).

Источником исходных данных об объемах добычи/закачки скважин в исторический период (с 01.02.2007 по 01.09.2009 включительно, 14 скв.) послужила официальная отчетность (месячные эксплуатационные рапорты, техрежимы). Забойные давления по добывающим скважинам – пересчитывались на кровлю перфорации из давления на приеме насоса, при

отсутствии значений ТМС – из значений динамического уровня (общий объем – 111 значений по 13 скважинам).

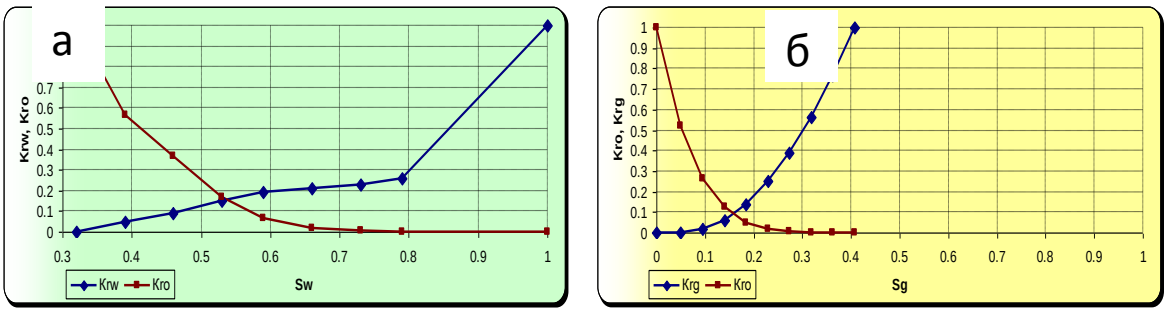


Рис. 5 Относительные фазовые проницаемости пласта $Ю_{15}$ в системе а – вода-нефть, б – газ-нефть

В качестве интервала вскрытия задавался (скорректированный в процессе настройки) интервал распространения трещины. Скин-фактор после ГРП определялся путем подбора с достижением соответствия между историческим и модельным забойными давлениями и менялся для данных скважин в пределах -1.5 – -4.5. В процессе эксплуатации скин-фактор ступенчато снижался для воспроизведения падения эффекта (с настройкой на предоставленные значения пластовых и забойных давлений).

В модели также использованы данные промысловой геофизики (определение профиля притока/приемистости) – в объеме 4 скв (392, 393, 510, 632).

Построенная геолого-гидродинамическая модель была принята для проведения расчетов по выбору вариантов разработки объекта.

ПОЛОЖЕНИЕ 3. Разработан наиболее рациональный вариант размещения скважин для нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, основанный на бурении горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с проведением многостадийных гидроразрывов пласта.

Анализ реализуемой системы разработки

Добыча по эксплуатационному объекту $Ю_{14\text{-}15}$ начата 01.02.2007 (скв. 392). Всего за период эксплуатации на объекте осуществляли добычу/закачку 14 скважин. Скважины пробурены с 3 кустовых площадок. Накопленная добыча нефти на 01.01.2010 по кусту 1 составила 16,3 тыс.т., кусту 2 – 8,8 тыс.т., кусту 3 – 9,2 тыс.т.

Эксплуатация скважин 2 и 3 кустов осуществляется в режиме истощения, куст 1 разрабатывается с ППД путем закачки воды в 2 нагнетательные скважины – 632 и 392. Накопленная компенсация по кусту 1 на 01.01.2010 составляет 0,41, по объекту в целом – 0,25. Разработка объекта (на истощение на севере залежи или с недостаточно эффективной закачкой в

районе куста 1) привела к падению давления в зоне отбора эксплуатационных скважин.

В связи с крайне низкой проницаемостью (средняя по объекту - менее $1*10^{-3}$ мкм^2, максимальная $4.7*10^{-3}$ мкм^2) - ввод всех добывающих скважин осуществлен с проведением на них ГРП, по ряду скважин гидроразрыв проведен неоднократно. Объем проппанта при гидроразрыве колебался в диапазоне 40 – 150 тонн (в т.ч. ГРП до 50 т – 3 скв, 50-100 т – 1 скв, 100-150 т – 9 скв). Таким образом, на подавляющем большинстве скважин проведены большеобъемные ГРП.

Характер изменения дебита нефти и жидкости добывающих скважин характеризовался быстрым падением, динамика его снижения для большинства скважин имела подобный характер. Причинами падения дебита послужили: изменение характера притока на установившийся; падение пластового давления; снижение эффекта ГРП.

Снижение эффекта ГРП вызвано засорением трещин парафинами и отложениями солей, а также выносом проппанта.

Сопоставление характера падения по “северной” группе скважин (кусты 2,3), эксплуатирующихся без ППД и “южной” (куст 1, с ППД) в условиях слабой эффективности ППД характер падения практически идентичен с незначительным преимуществом куста №1. Во второй месяц эксплуатации дебит скважин в среднем составлял 70% от начального, а в третий - чуть более половины. Стабилизация дебита при этом достигалась на 6 месяц эксплуатации на уровне 30 - 40 % от первоначального для большинства скважин.

Обзор существующих технологий по интенсификации и поддержанию пластового давления, перспективных для разработки «трудноизвлекаемых» запасов нефти

Проведен обзор технологий по интенсификации добычи нефти, с целью поиска наиболее перспективных для применения на коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами: большеобъемные гидроразрывы пласта, гидроразрывы пласта на горизонтальных скважинах, бурение многозабойных скважин, гидромеханическая перфорация [4, 5, 11, 24, 25, 26, 48, 65, 75, 76, 77, 79, 83, 84, 90, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 113, 114, 118].

Проведенный анализ реализованной системы разработки показал неэффективность применения гидроразрывов пласта на наклонно-направленных скважинах в случае пластов раннесреднеюрского возраста Майского месторождения, вследствие прорывов трещин ГРП в нижележащие водоносные горизонты, резких падений дебитов жидкости и, возможно, загрязнения трещины.

Пробная эксплуатация горизонтальных скважин до проведения ГРП показала, что дебит нефти слишком низкий – ниже пределов рентабельности. Вследствие этого, был исключен вариант бурения многоствольных скважин.

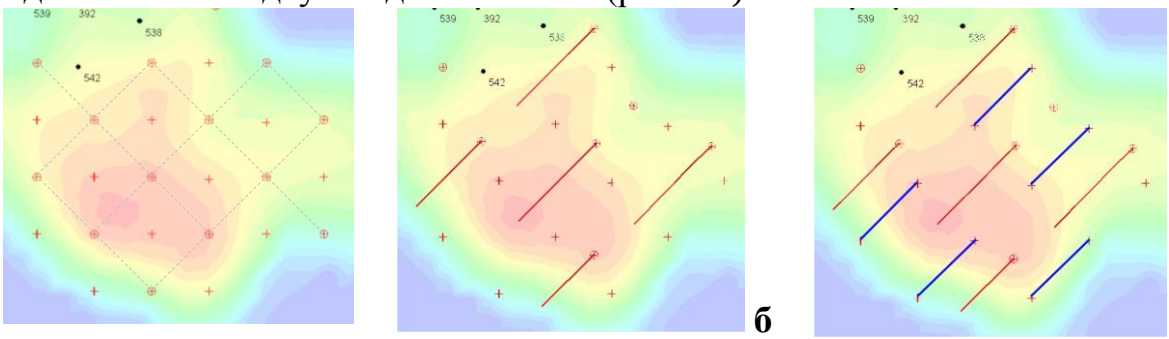
Гидропескоструйная перфорация не позволит приобщить выше- и нижележащие нефтяные пласты, а также преодолеть высокую анизотропию.

Соответствие входных параметров, таких, как высокая анизотропия, низкая проницаемость, необходимость приобщения выше- и нижележащих нефтяных пластов показало, что наиболее перспективным для рассмотрения является вариант проведения гидроразрывов пласта на горизонтальных скважинах. Из-за близкого водонефтяного контакта и опасности прорыва трещины в водоносные пласты был исключен вариант «слепого» гидроразрыва. Для прогнозного расчета добычи нефти принят вариант многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах.

Расчет прогнозной добычи нефти и выбор наиболее перспективных вариантов разработки на полное развитие

Для оценки технологических показателей при полном разбуривании залежи был произведен расчет 3-х вариантов разработки

1. Разбуривание эксплуатационного объекта по площадной 5 точечной системе с расстоянием между скважинами 400 м, и проведением ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах (рис 6-а).
2. Разбуривание эксплуатационного объекта в рядной системе с расстоянием между скважинами 400 м. Добывающие скважины – горизонтальные длиной 550-600 м с проведением на них трехстадийного ГРП, нагнетательные скважины – наклонно-направленные с ГРП (рис 6-б).
3. Разбуривание эксплуатационного объекта рядной системе с расстоянием между скважинами 400 м. Добывающие скважины – горизонтальные длиной 550-600 м с проведением на них трехстадийного ГРП, нагнетательные скважины – горизонтальные длиной 400 м с проведением на них двухстадийного ГРП (рис 6-в).



а **б** **в**

Рис. 6 Варианты системы размещения скважин.
а – по варианту 1, б – по варианту 2, в – по варианту 3.

Преимуществами применения вариантов № 2 и 3 является:

- сокращение фонда к бурению (по принципу “одна горизонтальная вместо двух наклонно-направленных”);
- возможность получения (при проведении 3 и более стадий ГРП) дебитов, кратно превышающих дебиты для наклонно-направленных скважин;

- достижение значительного увеличения плотности сетки, приводящего к увеличению коэффициента охвата, а следовательно и КИН;
- более благоприятные условия работы насосного оборудования.

В рамках варианта №№ 2 и 3 было рассмотрено 2 вида заканчивания горизонтального участка: с цементированием с последующей перфорацией и проведением 3-х стадийного ГРП (вариант 2а, 3а), а также с проведением 3-х стадийного ГРП в открытом стволе (вариант 2б, 3б). Система размещения скважин – рядная, с расположением горизонтальных участков под углом 90 градусов к направлению главного горизонтального стресса, расстояние между рядами – 400 м.

С целью дальнейшего снижения фонда к бурению рассмотрен вариант №3 с организацией ППД путем закачки воды в горизонтальные скважины с проведением в них 2 стадийного ГРП.

Сопоставление расчетных вариантов приведено в таблице 2.

Таблица 2

Сопоставление расчетных вариантов (на полное развитие)

Показатель	Варианты				
	1	2а	2б	3а	3б
Бурение					
добывающих скважин	72	41	41	41	41
в т.ч. горизонтальных	-	22	22	22	22
нагнетательных скважин	71	67	67	41	41
в т.ч. горизонтальных	-	-	-	30	30
Накопленная добыча нефти за 30 лет	1394,7	1894,4	2089,5	1906,7	2090,4
Коэффициент извлечения нефти за 30 лет	0,1	0,14	0,15	0,14	0,15
Дебит скважин по нефти	6,7	15,7	18,9	16,3	20

Для снижения неопределенностей связанных, в первую очередь, с малой изученностью геологического строения залежи, характера насыщенности и технологий интенсификации добычи жидкости, предложено опытно-промышленное внедрение наиболее перспективных вариантов разработки на некоторых участках месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании обобщения геофизического, сейсмического, кернового материала, лабораторных и литературных источников установлено, что надтогурские пласты $Ю_{15}$ надояхского горизонта Майского месторождения формировались в континентальных условиях и относятся к Омскому фациальному району пешковской свиты. В коллекторах

данного пласта расположены основные запасы УВ нижнесреднеюрского комплекса Майского месторождения. Нефти относятся к так называемому тогурскому типу. Согласно фациального анализу, можно предположить, что отложения песчаного материала пласта **$Ю_{15}$** происходило в условиях основных русловых потоках и миграций речных потоков, пластов тюменской свиты **$Ю_{12-14}$** – в условиях меандрирующих речных систем, стариц, конусов прорыва и пойменных отложений. Отложений тогурской и урманской свит на территории месторождения не выявлено.

2. Выявлена неэффективность разработки пластов данного типа традиционными технологиями (бурение наклонно-направленных скважин с проведением большеобъемных ГРП на них). Проведен обзор существующих технологий интенсификаций, показана перспективность применения горизонтальных скважин с проведением многостадийных ГРП.
3. С помощью гидродинамической модели выбран наиболее перспективный вариант разработки с бурением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, для уточнения эффективности данного варианта; перед масштабным внедрением проведены опытно-промышленные работы с выбором наиболее перспективных участков.
4. Пробуренные скважины подтвердили созданную геологическую модель месторождения. Сопровождение бурения горизонтальных участков успешно производилось с помощью действующей модели. По результатам испытания скважин была произведена настройка гидродинамической модели, как по характеру насыщения пластов, так и по коллекторским свойствам.
5. Внедрение различных технологий на нескольких опытных участках работ позволили оценить эффективность разных методов для разных геологических условий. Проведенные опытно промышленные работы и опробованные технологии по интенсификации и строительству скважин показали возможность рентабельной разработки пластов, попадающих в категорию «трудноизвлекаемых» запасов.
6. Дальнейшие работы на опытно-промышленном участке предусматривают проведение гидроразрывов пласта, оценку влияния системы поддержания пластового давления. С этой целью планируется перевод нагнетательных скважин под закачку наклонно-направленных скважин – через 3 месяца после начала отработки, горизонтальных скважин – через полгода.
7. Предложена методика вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, освоение которых связано с неопределенностями выбора вариантов бурения и организации системы ППД.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. **Наймушин Д.Г.** Определение характеристик пластов и построение моделей по данным нормальной эксплуатации скважин (на примере Приобского месторождения). //Научно-технический вестник ЮКОС. - 2004. - №9. -С. 12-15
2. **Наймушин Д.Г.** Методика оценки «геологических» рисков при бурении горизонтальных скважин. //Материалы XV международного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоение недр». 4-8 апреля 2011. (в печати)
3. **Наймушин Д.Г.** Исследование зависимости коэффициента вытеснения нефти от абсолютной проницаемости, определенных по керну (на примере ряда месторождений Томской области). //Материалы I международного симпозиума студентов и молодых ученых «Молодежь и проблемы геологии». - 1996.-С.
4. **Наймушин Д.Г**., Попов А.А. Выбор вариантов разработки пластов с «трудноизвлекаемыми» запасами углеводородов, на примере Майского месторождения. // Изв. ТПУ. Томск: Изд-во ТПУ, - 2011. - №1. - С. 109 - 111
5. **Naymusin D**., Popov A., Klimov A., Martynov A. Mayskoe oil field Tymen syite Tight sands reservoirs development strategies. // SPE Library, URL: http://www.onepetro.com, paper SPE 138068, presented at III SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, October 2010. (дата обращения 10.02.2011).
6. Pinous O., Ivanov D., Gostev M., **Naymusin D**., Popov A. Geological features of the deep horizons (lower part of the Jurassic section and Pre-Jurassic Basement) of Tomsk Region: examples of Mayskoe and Festivalnoe fields. //SPE Library, URL: http://www.onepetro.com, paper SPE 138083, presented at III SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, October 2010. (дата обращения 10.02.2011).