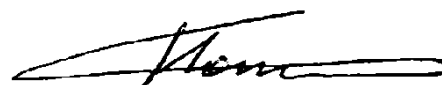


На правах рукописи



Потехин Денис Владимирович

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОВАРИАНТНОГО ТРЕХМЕРНОГО
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных
и газовых месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь – 2014

Работа выполнена в Пермском национальном исследовательском политехническом университете и в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в городе Перми.

Научный руководитель: Заслуженный деятель науки РФ,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор
Галкин Владислав Игнатьевич

Официальные оппоненты: Долгаль Александр Сергеевич,
доктор физико-математических наук,
профессор, Горный институт УрО РАН,
ведущий научный, лаборатория геопотенциальных
полей

Иванов Сергей Анатольевич,
кандидат технических наук, ОАО «ЛУКОЙЛ»,
начальник управления планирования объемов добычи
нефти и газа и контроля за разработкой

Ведущее предприятие: ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», город Когалым

Защита состоится «7» октября 2014 года в 15-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.188.03 ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Автореферат разослан «___» _____ 2014 года.

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

А.В. Растегаев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Описание геологического строения залежей нефти и газа определяется сложностью их геологического строения и степенью их изученности. Чем меньше изучена залежь нефти и газа, тем больше вариантов описания её геологического строения. Это порождает создание множество вариантов моделей геологического строения залежей нефти и газа. Исследование и анализ этих вариантов позволяет учитывать те или иные особенности геологического строения залежей нефти и газа. В настоящее время данную проблему можно решить только с помощью многовариантного трехмерного геологического моделирования. Одним из первых многовариантный подход к моделированию предложил академик В.Н. Страхов в 1976 г. в рамках монтажного метода решения обратных задач в гравиметрии. Первая компьютерная реализация трехмерного монтажного алгоритма для локального объекта была выполнена Schafer, Balk, 1993.

Многовариантная технология позволяет учитывать неопределенность знаний о геологическом строении залежей нефти и газа. Для получения достоверного описания геологического строения залежи необходимо выполнять процедуру контроля качества реализаций и отбора наиболее оптимальных решений, которые позволят снизить количество вариантов решений. На сегодняшний день нет общепринятого подхода к решению этой проблемы. Все рассматриваемые множества решений принимаются как равновероятные, что приводит к большой неоднозначности оценки геологического строения залежей нефти и газа и не позволяет строить их достоверные трехмерные геологические модели. Для повышения достоверности построения трехмерных геологических моделей (3Д ГМ) необходим поиск оптимальных решений с учетом приемлемой точности оптимизации и числа реализаций. Для поиска оптимальных решений необходимо разработать ряд условий для их оценки. Критерии оценки результатов трехмерного геологического моделирования будут работать как фильтры, т.е. будут определять наиболее достоверные реализации.

Цель работы

Целью диссертации является повышение достоверности геологического строения залежей нефти и газа путем трехмерного геологического моделирования.

Основные задачи

1. Определение критериев достоверности для создания трехмерных геологических моделей залежей нефти и газа;
2. Научное обоснование оптимальных параметров трехмерного моделирования на основе проведения эксперимента;
3. Разработка геолого-математических моделей для выбора оптимального прогноза геологического строения залежей нефти и газа;

4. Ранжирование оптимальных реализаций при создании трехмерных геологических моделей залежей нефти и газа;

5. Повышение достоверности оценки запасов нефти и газа на основе оптимальных вариантов трехмерных геологических моделей залежей.

Научная новизна

- Уточненная технология многовариантного моделирования геологического строения залежей нефти и газа;
- Критерии, позволяющие обосновывать наиболее оптимальные реализации, полученные при трехмерном геологическом моделировании залежей нефти и газа;
- Выбор оптимальных реализаций геологических моделей при геостохастическом моделировании;
- Трехмерные геологические модели для визейских и девонских терригенных (пласты Тл, Бб, Мл, Д₀), башкирских и турнейских карбонатных отложений (пласт Бш, Т₁) Стретенского и Сосновского месторождений.

Защищаемые положения

- Критерии оценки достоверности трехмерных геологических моделей залежей нефти и газа;
- Многомерные геолого-математические модели для выбора наиболее оптимальных представлений о строении залежей нефти и газа;
- Технология выбора наиболее достоверных вариантов трехмерных геологических моделей залежей нефти и газа.

Практическая значимость и реализация работы

Разработанные технологии позволяют создавать наиболее достоверные геологические модели залежей нефти и газа и более точно определять начальные геологические запасы углеводородного сырья. Данные технологии были реализованы для залежей пластов Т₁, Д₀ Стретенского и пластов Бш, Тл, Бб, Мл Сосновского месторождений.

Апробация работы и публикации

Основные положения диссертационной работы докладывались на Четвертой международной научно-практической конференции «Нефтегазовая геология и геофизика» (Калининград, 2014), VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геология в развивающемся мире» (Пермь, 2014), Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 90-летию со дня рождения А. К. Урупова (Пермь, 2013); Совместном заседании секций «Разработка, технологии разработки и ПНП нефтяных и газовых месторождений» и «Геология нефти и газа» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Ученом совете Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» от 15.11.2013 г.; Заседании Ученого совета ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» от 20.09.2013 г.; Международной конференции

«Инновационные сейсмические технологии и подсчет запасов нефти и газа» (НАЭН, Москва, 2013); Рабочем совещании по организации геологического сопровождения бурения эксплуатационных скважин и боковых стволов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Пермь, 25.01.13 г.); Конференции «Новейшие технологии в нефтегазовой отрасли» в рамках Первого Пермского нефтегазового форума (Пермь, октябрь 2013); Региональной научной конференции «Геология Западного Урала на пороге XXI века» (Пермь, 1999); IV Российской конференции пользователей компании ROXAR (Москва, 2003); Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов в ОАО «СибНИИИПп» «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири» (Тюмень, 2003); Научно-практической конференции «Геология и ископаемые» (Пермь, 2006); XXXIII Научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ (Пермь, 2004); IV конкурсе ООО «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку (Пермь, 2004).

Автором опубликовано 24 научные работы, из них 6 - в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией.

Автор выражает свою искреннюю благодарность за помощь в подготовке диссертации, ценные консультации и советы доктору геолого-минералогических наук С.В. Галкину и кандидату технических наук И.С. Путилову.

Особо признателен автор доктору геолого-минералогических наук, профессору В.И. Галкину за научное руководство исследованиями.

Фактический материал

Разработанные технологии многовариантного моделирования были реализованы для пластов верхневизейско-башкирских карбонатных (пласт Бш), визейских терригенных (пласты Тл, Бб, Мл), верхнедевонско-турнейских карбонатных (пласт Т₁) и девонских терригенных (пласт Д₀) отложений Пермского края. На Стретенском месторождении проведен анализ девонских терригенных и турнейских карбонатных отложений (пласты Д₀, Т₁). На Сосновском месторождении проведен анализ геологических моделей визейских терригенных и башкирских карбонатных отложений (пласты Бш, Тл, Бб, Мл). Диссертационная работа составлена на основе обширного материала буровых, геофизических и исследовательских работ, а также на основе результатов интерпретации сейсморазведки 3D методом многовариантного прогноза коллекторов. По пласту Д₀ Стретенского месторождения для оценки использования эксперимента с 256 реализациями был проведен детальный эксперимент, включающий 6400 реализаций. В целом на Стретенском месторождении выполнен анализ по 86528 вариантам модели коллектора. На Сосновском месторождении создано и проанализировано 44032 реализации геологического строения. В целом, по обоим месторождениям проанализировано 130560 реализаций. Без учета разработки и тестирования программы на расчеты затрачено 6710 часов (около 280 дней).

Объем работы

Диссертация состоит из введения, шести глав и заключения. Текст изложен на 151 стр. машинописного текста, иллюстрирован 67 рисунками, 14 таблицами. Список литературы включает 127 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. «Обзор многовариантного трехмерного геологического моделирования залежей нефти и газа».

В главе описаны цели и задачи создания геологических моделей залежей нефти и газа. Этапы литологического и петрофизического моделирования основаны на математических методах, которые позволяют оценить геологическое строение в малоизученных частях залежей нефти и газа. При моделировании используются детерминистические, полу-детерминистические и стохастические методы. На примере метода «кригинг» рассмотрены основные геостатистические положения для перехода к стохастическому моделированию. Также рассмотрен метод «кокригинг», позволяющий использовать информацию о нескольких типах переменных и моделировать их совместно с заданным коэффициентом корреляции.

Кроме методов моделирования, для учета фактора неопределенности в модель и оценки влияния исходных данных на качество выбранной модели, используют различные количественные фрактальные методы: «кросс-валидации» (cross-validation), метод «складного ножа» (jack-knife) и «бутстреп» (bootstrap), разбивающие выборку на группы, одна из которых является «обучающей», а другая «проверочной».

При моделировании коллектора различными методами решаются задачи, связанные с неопределенностью первого рода: неравномерной плотностью пробуренных скважин, достоверностью и разрешающей способностью сейсмических наблюдений, а также особенностями геологического строения залежей нефти и газа. Данные неопределенности порождают неопределенность второго рода, связанную с применением различных методов и настроек алгоритмов, позволяющих адекватно смоделировать геологическое строение залежей нефти и газа в межскважинном пространстве. При геостатистическом моделировании неопределенными являются моменты различных порядков: математическое ожидание, дисперсия и вариограмма. Согласно статистическим исследованиям наиболее неопределенной является горизонтальная изменчивость, которая связана с низкой плотностью скважинных данных. Исходные данные в основном ведут себя не стационарно и не позволяют достоверно вычислять математическое ожидание, дисперсию и строить вариограммы, которые являются основными настройками при геостатистическом моделировании. В зависимости от особенностей геологического строения залежей нефти и газа вариограммы по

разным осям, описывающим это пространство, могут быть анизотропны, то есть радиусы рангов вариограмм зависят от их направления.

По всем вариантам геологических моделей залежей нефти и газа вычислены геологические запасы и выполнена вероятностная оценка запасов углеводородного сырья (УВС). Вероятностная оценка P90 (вероятность – 90%) является наиболее осторожной (пессимистический вариант), оценка P10 – максимальная оценка (оптимистический вариант) геологических запасов и P50 – наиболее реалистичный вариант геологического строения залежей нефти и газа. Данная схема оценки геологического строения залежей нефти и газа имеет недостатки. Одним из недостатков является большой размах значений между вариантами P90 и P10, при P50 присутствует множество вариантов модели залежей нефти и газа с одинаковыми запасами, но с разным геологическим строением.

Так как геологические модели залежей нефти и газа далее используются при построении гидродинамической модели, необходимо исследовать все варианты геологических моделей и по истории разработки изучаемой залежи выбрать оптимальную модель. Данный процесс очень трудоемок по времени и «работает», когда имеется достоверная история разработки изучаемой залежи нефти и газа. Для уменьшения времени расчетов большинство производителей программных продуктов трехмерного моделирования кроме реальных моделей используют интегральные характеристики геологического строения в виде распределений.

Диссертационная работа выполнена путем построения трехмерных геологических моделей реальных залежей нефти и газа Пермского края.

Глава 2. «Краткая характеристика геологического строения месторождений, использованных при создании трехмерных геологических моделей залежей нефти и газа».

Выбор объектов исследования основывался на том, что на данных месторождениях проведена пространственная сейсморазведка 3D и выполнена интерпретация методом многовариантного прогноза коллекторов, результаты которой послужили одним из критериев оценки выбора достоверных решений. В тектоническом отношении по отложениям палеозойского комплекса месторождения приурочены к Сосновскому выступу Бабкинской седловины, находятся во внутренней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Геологический разрез представлен отложениями вендского комплекса, девонской, каменноугольной и пермской систем, которые перекрыты четвертичными отложениями. На месторождениях промышленная нефтеносность приурочена к 5 нефтегазоносным комплексам (НГК): девонскому терригенному, верхнедевонско-турнейскому карбонатному, визейскому терригенному, верхневизейско-башкирскому карбонатному и верейскому карбонатному.

На Стретенском месторождении промышленная нефтеносность установлена в визейских терригенных (пласты Тл_{1-а}, Тл_{2-а}, Тл_{2-б1}, Тл_{2-б2}, Мл₁), верхнедевонско-турнейских карбонатных (пласты Т₁, Т₂, Фр) и девонских терригенных (пласт Д₀) отложениях. На Сосновском месторождении промышленно нефтеносными являются терригенные отложения тульского (пласты Тл_{1-а}, Тл_{1-в}, Тл_{2-а}, Тл_{2-б}),

бобриковского (пласты Бб₁ и Бб₂), радаевского (пласт Мл) и тиманского (пласт Д₀) горизонтов и карбонатные отложения турнейского яруса (пласт Т₁); газоносными – карбонатные отложения верейского горизонта (пласт В₃В₄) и башкирского яруса (пласт Бш).

Залежи нефти и газа пластовые сводовые, кроме массивной залежи пласта Бш на Сосновском месторождении.

Глава 3. «Разработка технологии контроля качества многовариантного моделирования на базе теории планирования эксперимента».

На рисунке 1а показан традиционный подход к моделированию залежей нефти и газа, а на рисунке 1б – усовершенствованная технология многовариантного 3Д моделирования [1-3]. В усовершенствованном многовариантном моделировании предложен новый этап, позволяющий выбрать оптимальные варианты моделей залежей нефти и газа. Данная схема (Рис. 1б) была программно реализована [4,5] и практически применена для моделирования девонских терригенных и турнейских карбонатных отложений (пласты Д₀, Т₁) на Стретенском месторождении и визейских терригенных и башкирских карбонатных отложений (пласты Бш, Тл, Бб, Мл) на Сосновском месторождении.

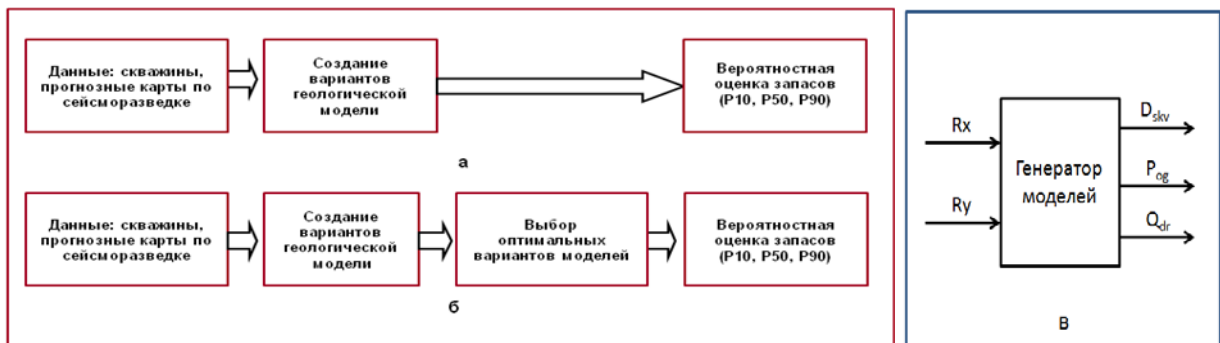


Рис. 1. Схема различных вариантов технологии многовариантного 3Д моделирования: а – стандартное многовариантное 3Д моделирование; б – многовариантное 3Д моделирование с контролем качества реализаций; в – модель изучаемого процесса.

Условные обозначения: R_x , R_y – ранги вариограмм по осям X, Y.

Для проверки построенных моделей залежей нефти и газа использованы следующие критерии: D_{skv} – отклонения модельных толщин от фактических эффективных толщин пластов по скважинам, $P_{ог}$ – отклонения модельных толщин от фактических эффективных толщин пластов по данным сейсморазведки, $Q_{др}$ – отклонения начальных извлекаемых запасов от суммарной прогнозной добычи нефти и газа.

Генератором реализаций послужил алгоритм петрофизического моделирования компании ROXAR, в котором использован метод «кокригинг». Метод стохастического петрофизического моделирования позволяет использовать сразу несколько видов исходных данных [6,7,8,9]: скважинные данные и тренды, полученные по результатам интерпретации сейсмических атрибутов. При

петрофизическом моделировании сейсмические тренды используются с помощью косимуляции (косимуляция – это моделирование, при котором необходимо задавать коэффициент корреляции между трендами и реальными скважинными данными). Заданный коэффициент корреляции влияет на конечный результат моделирования. Тренд при петрофизическом моделировании представлен в трехмерном виде. Для получения тренда эффективных толщин была использована технология, позволяющая на основе прогнозной карты эффективных толщин, данных по скважинам и геолого-статистического разреза получить трехмерное распределение [12,13,14,17,21,22].

В основе стохастического моделирования лежит утверждение о том, что распределение свойств коллектора в пространстве обладает стационарностью, то есть существует корреляционная связь между наблюдаемыми значениями от расстояния между ними. Ключевым понятием этого процесса является вариограмма, то есть функция, описывающая корреляционные связи между значениями свойств в зависимости от расстояния. Основными параметрами геолого-стохастического моделирования являются ранги вариограмм по латерали (R_x , R_y) вариограммного эллипсоида, еще их называют радиусами корреляции. Чем меньше ранги вариограммы, тем сильнее изменяются свойства коллекторов в пространстве. Изменение значений рангов вариограмм (R_x , R_y) дает множество вариантов геологического строения залежей нефти и газа [1,2,6].

В работе на основе планирования эксперимента и математического моделирования предлагается определить, как за счет разработанных критериев оценки изменяется геологическое строение залежей нефти и газа в каждой реализации и на каких рангах вариограмм получают наиболее оптимальные по достоверности геологические модели залежей нефти и газа [1-5].

Число опытов N определяется по следующей формуле:

$$N = p^k, \quad (1)$$

где: p - число уровней (количество шагов) - это отношение максимально используемого ранга вариограмм к шагу между рангами;
 k - число факторов, т.е. количество изменяемых настроек (R_x , R_y).

Для Стретенского месторождения по пласту D_0 максимальный используемый ранг 8000 м, шаг 500 м, число шагов - 16, число экспериментов - 256. Для решения задачи обоснования размера шага сетки измерений на пласте D_0 Стретенского месторождения была использована более частая сетка с шагом 100 м, количество опытов в этом эксперименте составило 6400 вариантов. В связи с тем, что вся детальность сохранилась в сетке с 256 опытами, в дальнейшем для других объектов используем данную размерность.

Глава 4. «Обоснование критериев оценки достоверности геологической модели».

Результатом выполнения эксперимента, т.е. построения многовариантной геолого-стохастической модели, является множество реализаций трехмерного распределения коллектора в пространстве. На основе полученного количества

реализаций модели разработан ряд критериев, которые позволяют оценивать качество каждой сгенерированной реализации геологического строения залежей нефти и газа.

Первый критерий оценки достоверности созданной геологической модели определяется прямыми исследованиями, а именно, результатами эксплуатационного бурения. Основным параметром оптимизации служит отклонение реализаций эффективных толщин, полученных по модели, от эффективной толщины, вскрытой в скважинах.

При построении геостохастических моделей используются фрактальные методы, которые разбивают исходные данные на отдельные выборки, каждая из которых подобна исходным данным в целом. Разные наборы исходных данных позволяют получать различные сценарии. Применяются следующие методы: «кросс-валидация», «складной нож» и «бутстреп». В данной работе использовался метод «кросс-валидации», суть которого состоит в последовательном исключении данных по одной скважине и попытке моделирования результатов в этой скважине. Это позволяет разделить исходные данные на «обучающую» часть, по которой строится модель, и «проверочную», на которой оценивается качество модели. В результате полного перебора скважин получается набор моделей, описывающий полную совокупность неопределенности геологического строения залежей нефти и газа. Полученное множество решений позволяет рассчитать отклонение модельных значений эффективной толщины от истинных по скважинам, а также оценить устойчивость моделей для размещения и проектирования бурения новых скважин [1-3].

Критерий заключается в оценке отклонения эффективных толщин пласта в местах, где прошла скважина, от истинных в зависимости от изменения настроек геолого-стохастического генератора. Последовательно, исключая по одной из скважин, проводится серия запланированных опытов. Критерий отклонения от истинного значения эффективной толщины коллектора (D_{skv} , м) определяется по следующей формуле:

$$D_{skv} = \sum_{i=1}^n (H_{ef} - H_{ef}^m) / n, \quad (2)$$

где: H_{ef} - фактическое значение эффективной толщины коллектора в скважине, м;

H_{ef}^m - модельное значение эффективной толщины коллектора, полученное после исключения данной скважины, м;

n - количество скважин.

В результате места с наименьшими отклонениями для всех событий будут показывать наиболее перспективные области задания рангов вариограмм для отбора наиболее достоверных (желательных) реализаций геологической модели залежи нефти.

Второй критерий оценки, ограничивающий варианты модели залежей нефти и газа, предлагают новые технологии сейсморазведки 3D. Новые методы интерпретации сейсморазведки дают более полное описание неопределенности геологического строения залежей нефти и газа. В рамках интерпретации

сейсмических данных, кроме карт прогнозных эффективных толщин, существует информация о пределах изменения прогнозов [1-3]. Используя эти данные, был рассчитан параметр, оценивающий процент отклонения эффективных толщин от предельных значений прогноза по следующей формуле:

$$P_{og} = 100 \cdot (S_{min}/S + S_{max}/S)/2, \quad (3)$$

где: S - общая площадь эффективных толщин модели, $км^2$;

S_{min} - площадь эффективных толщин модели, которые меньше минимальных эффективных толщин по сейсморазведке 3D, $км^2$;

S_{max} - площадь эффективных толщин модели, которые больше максимальных эффективных толщин по сейсморазведке 3D, $км^2$.

На рисунке 2 представлена поверхность отклика «работы» данного критерия оценки в осях рангов вариограмм. Поверхности отклика показывают систематическое увеличение процента ошибки от пределов прогноза эффективных толщин, полученных по сейсморазведке.

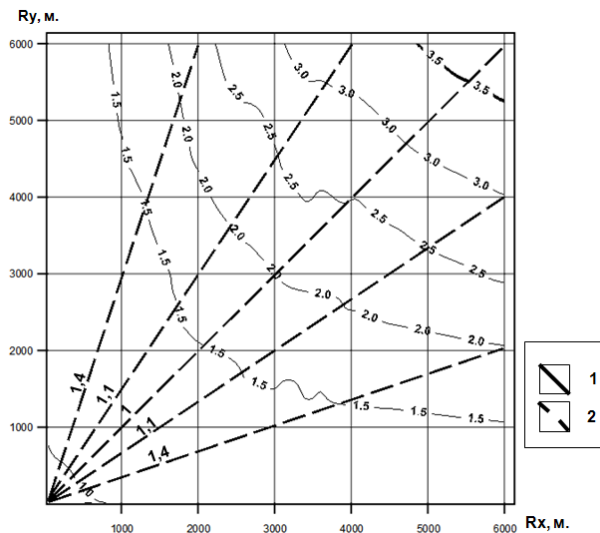


Рис. 2. Поверхность отклика процента отклонений толщин от предельных значений (P_{og} , %) в зависимости от рангов вариограмм (R_x , R_y) для отложений терригенного девона Стретенского месторождения нефти.

Условные обозначения: 1 - линии равных значений P_{og} ; 2 - линии равных значений коэффициента анизотропии $K_a = (R_x/R_y + R_y/R_x)/2$.

Третий критерий основан на оценке вариантов геостохастических моделей с учетом геологических запасов нефти в условном радиусе дренирования. По работающим скважинам при каждом эксперименте в пределах условного радиуса дренажа рассчитывались геологические и извлекаемые запасы нефти [1-3]. Далее они сравнивались с накопленной добычей нефти по работающим скважинам по следующей формуле:

$$Q_{dr} = \sum_{i=1}^n (Q_{низ} - Q_{сум}), \quad (4)$$

где: $Q_{сум}$ - суммарная прогнозная добыча нефти по скважине, тыс.т;

$Q_{низ}$ - начальные извлекаемые запасы нефти в пределах радиуса дренажа скважины, тыс.т.

Затем все три критерия были нормализованы и объединены в комплексный критерий (суммарный отклик - Оп) с помощью следующей формулы:

$$Оп = (1 - D_{skv}^n) \cdot (1 - Q_{dr}^n) \cdot (1 - P_{og}^n), \quad (5)$$

где: D_{skv}^n - нормализованный критерий D_{skv} ;
 P_{og}^n - нормализованный критерий P_{og} ;
 Q_{dr}^n - нормализованный критерий Q_{dr} .

Формула суммарного отклика (Оп) составлена так, что максимальные значения суммарного отклика отражают наиболее достоверные решения.

Для количественной оценки «влияния» критериев D_{skv}^n , P_{og}^n , Q_{dr}^n на величину Оп был применен регрессионный анализ. В качестве прогнозируемого признака использован Оп, а в качестве факторов, которые формируют этот критерий, значения D_{skv}^n , P_{og}^n , Q_{dr}^n . В результате реализации данного метода получены следующие формулы, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Связь критериев оценки с Оп

Пласт	Уравнение	Коэффициенты R, F, p
Бш	$Оп = -0.6306 \cdot D_{skv}^n - 0.6817 \cdot P_{og}^n + 0.1716 \cdot Q_{dr}^n + 0.8378$	$R = 0.70, F = 47.4/3.6,$ $p < 0.0000$
Тл	$Оп = -0.4291 \cdot D_{skv}^n - 0.0323 \cdot P_{og}^n - 0.4541 \cdot Q_{dr}^n + 2.4138$	$R = 0.77, F = 69.27/3.6,$ $p < 0.0000$
Бб	$Оп = -0.352 \cdot D_{skv}^n - 0.3268 \cdot P_{og}^n - 0.1113 \cdot Q_{dr}^n + 0.448$	$R = 0.5, F = 7.1/3.21,$ $p < 0.0018$
Мл	$Оп = -0.1734 \cdot D_{skv}^n - 0.313 \cdot P_{og}^n - 0.131 \cdot Q_{dr}^n + 0.3837$	$R = 0.56, F = 41.6/3.9,$ $p < 0.0000$
Т ₁	$Оп = -0.5117 \cdot D_{skv}^n - 0.4055 \cdot P_{og}^n - 0.2924 \cdot Q_{dr}^n + 0.7202$	$R = 0.89, F = 689/3.25,$ $p < 0.0000$
Д ₀	$Оп = -0.6039 \cdot D_{skv}^n - 0.6683 \cdot P_{og}^n - 0.5060 \cdot Q_{dr}^n + 0.8409$	$R = 0.86, F = 530/3.25,$ $p < 0.0000$

Анализ построенных моделей показывает, что угловые члены имеют максимальные значения по критериям D_{skv}^n и P_{og}^n для пластов Бш и Д₀, по критерию Q_{dr}^n – для пластов Д₀ и Тл. Для более полного анализа влияния разработанных критериев были вычислены коэффициенты корреляции r между ними и характеристиками пластов (Табл. 2).

Это после табл.

Таблица 2

Связи критериев оценки с геологическими характеристиками пласта

Показатели	Критерии моделирования:			
	D_{skv}^n	P_{og}^n	Q_{dr}^n	Оп
Общая толщина пласта Но, м	-0.79	0.33	-0.78	-0.34
Эффективная толщина пласта Нэфф, м	-0.49	-0.5	-0.55	-0.67
Расчлененность разреза Рр, шт	-0.72	0.18	-0.76	0.19

Из таблицы видно, что частные критерии имеют максимальные связи с Но и с Рр, комплексный критерий Оп - с Нэфф. Критерии D_{skv}, P_{og}, Q_{ndr}, в основном, контролируют Но и Рр и, в меньшей степени, Нэфф.

Разработанный критерий Оп имеет значимую корреляционную связь с Нэфф, которая во многом определяет значения нефтенасыщенных толщин и, следовательно, объемы залежи нефти. Многомерные модели зависимостей разработанных критериев от ряда геологических показателей имеют следующий вид:

$$D_{skv}^n = 107.5131 - 0.0629 \cdot \text{Но} - 0.0736 \cdot \text{Нэфф} - 0.0784 \cdot \text{Рр}$$

$$R = 0.81, F(3.2)=1.30, p < 0.4636 \quad (6)$$

$$P_{og}^n = 105.8635 + 0.1670 \cdot \text{Но} - 0.4122 \cdot \text{Нэфф} - 0.1562 \cdot \text{Рр}$$

$$R = 0.89, F(3.2) = 2.51, p < 0.29727 \quad (7)$$

$$Q_{dr}^n = 108.514 - 0.0446 \cdot \text{Но} - 0.1369 \cdot \text{Нэфф} - 0.0777 \cdot \text{Рр}$$

$$R = 0.84, F(3.2) = 1.64, p < 0.4007 \quad (8)$$

$$\text{Оп} = 0.263269 + 0.003817 \cdot \text{Но} - 0.026136 \cdot \text{Нэфф} - 0.012845 \cdot \text{Рр}$$

$$R = 0.97, F(3.2) = 154.88, p < 0.0064 \quad (9)$$

В результате разработанный комплексный критерий Оп наиболее полно описывает особенности геологического строения залежей нефти и газа по сравнению с индивидуальными критериями D_{skv}ⁿ, P_{og}ⁿ, Q_{dr}ⁿ.

Глава 5. «Нахождение оптимальных решений на основе математического моделирования залежей нефти и газа».

На основе полученных значений Оп [1] построены многомерные уравнения регрессии в зависимости от рангов вариограмм R_x, R_y (Табл. 3).

Таблица 3

Зависимости Оп от R_x и R_y

Пласт	Уравнение	Коэффициенты R, F, p
Бш	$\text{Оп} = -0.11 + 8.3 \cdot 10^{-5} \cdot R_x + 1.14 \cdot 10^{-6} \cdot R_y - 1.3 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x^2 + 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y^2$	R= 0.89, F(5.58)=48.027, p < 0.0000
Тл	$\text{Оп} = 0.54 - 8.6 \cdot 10^{-6} \cdot R_x - 1.5 \cdot 10^{-6} \cdot R_y + 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_y - 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x^2 + 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y^2$	R= 0.64, F(5.58)=8.1073, p < 0.00001
Бб	$\text{Оп} = -0.195 + 1.42 \cdot 10^{-5} \cdot R_x + 8.1 \cdot 10^{-6} \cdot R_y - 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_y - 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x^2 + 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y^2$	R=0.79, F(5.58)=19.698, p < 0.00000
Мл	$\text{Оп} = -0.004 + 1.4 \cdot 10^{-6} \cdot R_x + 1.1 \cdot 10^{-6} \cdot R_y - 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x \cdot R_y - 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_x^2 + 1.1 \cdot 10^{-8} \cdot R_y^2$	R= 0.63, F(5.58)=7.6836, p < 0.00001
Т ₁	$\text{Оп} = 0.81 - 1.4 \cdot 10^{-4} \cdot R_x - 1.1 \cdot 10^{-4} \cdot R_y - 1.5 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y + 2.5 \cdot 10^{-9} \cdot R_x^2 + 1.5 \cdot 10^{-9} \cdot R_y^2$	R= 0.85, F(5.25)=126.32, p < 0.0000
Д ₀	$\text{Оп} = 0.021 + 5.5 \cdot 10^{-6} \cdot R_x + 6.3 \cdot 10^{-6} \cdot R_y + 3 \cdot 10^{-9} \cdot R_x \cdot R_y - 9 \cdot 10^{-9} \cdot R_x^2 - 1.1 \cdot 10^{-9} \cdot R_y^2$	R = 0.77, F(5.25)=42.004, p < 0.0000

В графическом виде изменения значений Оп для пласта Бш Сосновского месторождения приведены на рисунке 3. Отметим, что в пределах максимальных значений Оп находятся наиболее реалистичные варианты геологической модели залежей нефти и газа [1].

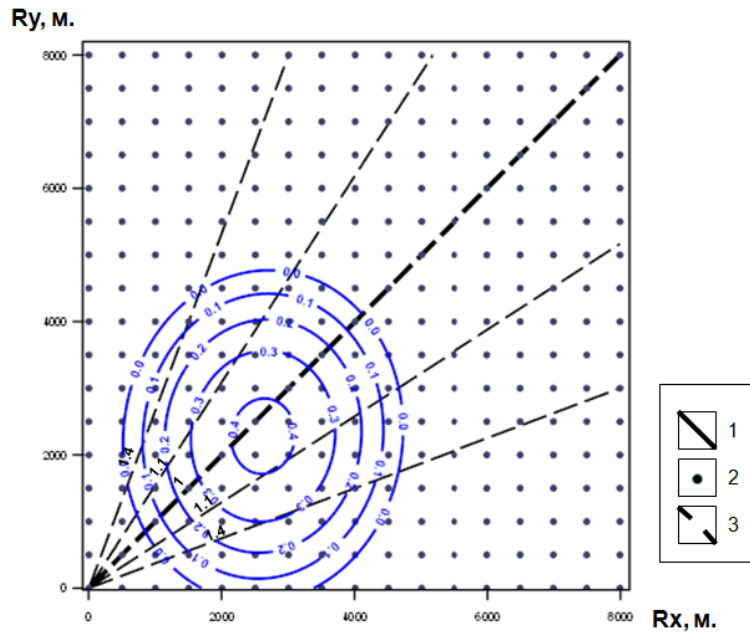


Рис. 3. Модель обобщенного отклика Оп пласта БШ Сосновского месторождения нефти.

Условные обозначения: 1 - линии равного отклика Оп; 2 - реализации геологических моделей; 3 - линии равных значений коэффициента анизотропии K_a .

В работе выполнены исследования по изучению взаимосвязей Оп со значениями геологических запасов УВ. Для этого определяются интервалы изменения значений Оп. По каждому интервалу рассчитаны: запасы нефти средние (Z_c), запасы нефти минимальные (Z_{min}), запасы нефти максимальные (Z_{max}) и коэффициент вариации по значениям запасов нефти (W). По полученным данным были вычислены коэффициенты корреляции между интервальными значениями Op^i и вышеприведенными характеристиками запасов. Изменения значений Op^i , Z_c , Z_{min} , Z_{max} и W по пласту T_1 Стретенского месторождения приведены в таблице 4.

Таблица 4

Обоснование оптимального отклика (Оп) на примере пласта T_1
Стретенского месторождения

Пласт	Характеристики запасов нефти	Интервалы изменения значений откликов (Op^i)							
		0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8
T_1	Z_c	10244.7	9588.5	9070.1	8715.1	8375.1	8429.9	8337.0	8370.6
	Z_{min}	8231.0	8231.0	8230.8	8113.8	8138.5	8135.8	8204.0	8194.6
	Z_{max}	10548.4	10230.9	9850.6	9482.4	9157.5	8920.8	8562.4	8562.4
	W	0.18	0.16	0.12	0.1	0.08	0.06	0.04	0.01

По другим пластам составлены аналогичные таблицы. По данным этих таблиц вычислены значения r между Op^i , Z_c , Z_{min} , Z_{max} и W для всех изучаемых пластов. Анализ значений r показал, что максимальные коэффициенты корреляции наблюдаются между Op^i и W . Уравнения регрессии, описывающие эти связи, приведены в таблице 5.

Уравнения регрессии между $Оп^И$ и W для различных пластов

Пласт	Уравнение регрессии	Коэффициент корреляции, r
Бш	$Оп^И = -0.8681 \cdot W + 0.527$	$r = -0.99, t_p > t_t$
Тл	$Оп^И = -1.8836 \cdot W + 0.6492$	$r = -0.94, t_p > t_t$
Бб	$Оп^И = -6.0734 \cdot W + 0.2618$	$r = -0.99, t_p > t_t$
Мл	$Оп^И = -5.6029 \cdot W + 0.3975$	$r = -0.98, t_p > t_t$
Т ₁	$Оп^И = -3.901 \cdot W + 0.7209$	$r = -0.99, t_p > t_t$
Д ₀	$Оп^И = -3.1239 \cdot W + 0.64376$	$r = -0.96, t_p > t_t$

Данные показывают, что для всех пластов при увеличении значений $Оп^И$ значения W закономерно снижаются, при этом динамика снижения для изучаемых пластов отличается. По Z_c, Z_{min} и Z_{max} статистические связи с $Оп^И$ несколько слабее.

Полученные уравнения регрессии позволяют определить значения $Оп^И_{д}$, при которых W будет минимально, что соответствует наиболее достоверным вариантам геологической модели залежей нефти и газа. Распределение оптимальных значений $Оп^И_{д}$ в координатах осей рангов вариограмм по всем изучаемым залежам нефти и газа представлено на рисунке 4.

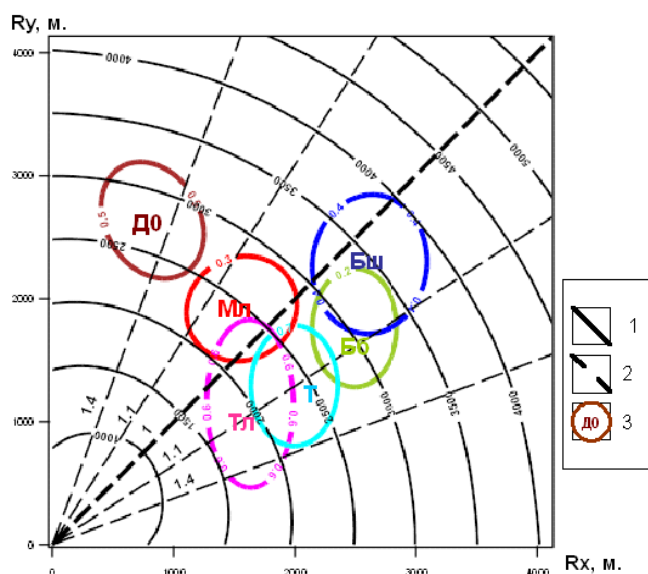


Рис. 4. Расположение оптимальных откликов по объектам.

Условные обозначения: 1 - линии равных расстояний от начала координат; 2 - линии равных значений коэффициента анизотропии K_a ; 3 - оптимальный отклик $Оп^И_{д}$.

Анализ местонахождения оптимальных значений $Оп^И_{д}$ в координатах R_x и R_y показывает, что они расположены в различных местах, и свидетельствует о том, что геологические модели залежей нефти и газа достаточно индивидуальны.

Анализ геологического строения изучаемых залежей УВС позволил установить:

1. Чем дальше Op^i_d находится от начала координат, тем эффективные толщины в модели более выдержаны по площади. Из всех исследуемых объектов пласт Бш характеризуется более однородным строением, форма Op^i_d у него наиболее округлая, а также отклик находится на расстоянии около 3500 м от начала координат рангов вариограмм. В данных отложениях распространены фациальные зоны, имеющие протяженные размеры по площади (зоны открытого мелководного шельфа, приливно-отливных равнин и отмелей) (Рис 5, а).

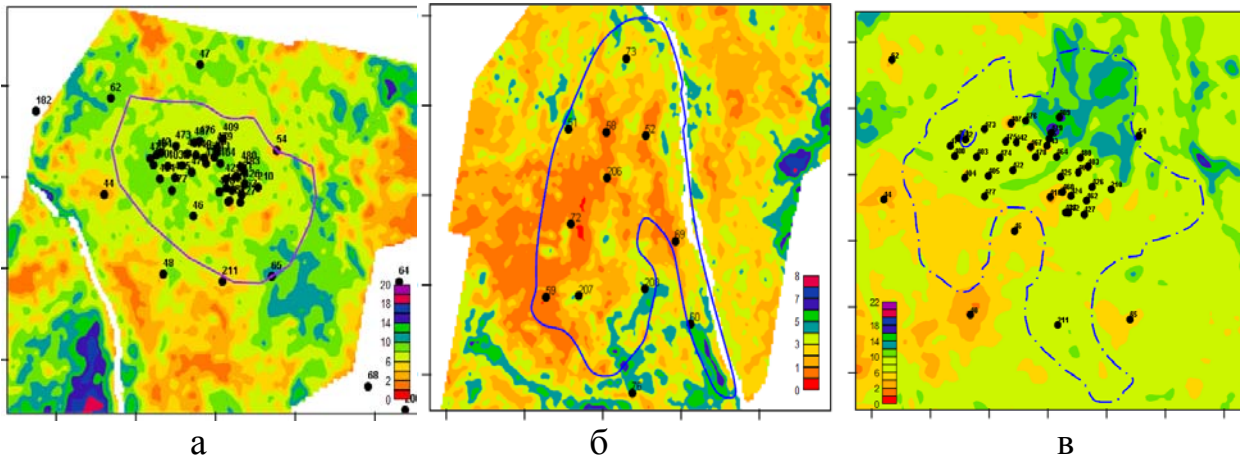


Рис. 5. Карты эффективных толщин по 3Д сейсморазведке: а – пласт Бш, Сосновское месторождение; б - пласт D_0 , Стретенское месторождение; в - пласт Тл, Сосновское месторождение.

2. Чем дальше оптимальные отклики Op^i_d находятся от линии коэффициента анизотропии, равного 1, тем отклики более анизотропны.

Немаловажными факторами являются форма и размер самого отклика Op^i_d :

- Большие размеры Op^i_d свидетельствуют о том, что в него попадают больше схожих вариантов геологической модели. То есть модели в откликах однородны и существует неопределенность в выборе варианта модели.

- Круглые отклики характеризуют отложения с большой общей толщиной пласта.

- Вытянутые формы свидетельствуют о том, что по одному из направлений варианты геологических моделей, попадающие в область оптимальных значений, схожи при разных рангах вариограмм. Это справедливо для пластов Тл Сосновского и D_0 Стретенского месторождений, имеющих фациальные комплексы протоков и русел.

Глава 6. «Анализ вариантов геологического строения и повышение достоверности оценки запасов нефти и газа».

В главе выполнен анализ распределения коллекторов и эффективных толщин по вариантам геологической модели, попавшей в область оптимальных решений Op^i_d и вариантам, не попавшим в него. Выполнена вероятностная оценка геологических запасов нефти и газа по вариантам Op и в пределах Op^i_d для каждого объекта геологической модели залежей нефти и газа. Для терригенных отложений пласта D_0 Стретенского месторождения условные запасы по всем 256

реализациям изменяются от 2781 до 3378 тыс. т, диапазон изменения составил 597 тыс. т, наиболее ожидаемые запасы составляют 3081 тыс. т. В пределах полученного достоверного интервала $Op_{д}^{и}$ запасы изменяются от 3182 до 3378 тыс. т при диапазоне изменения 196 тыс. т, наиболее ожидаемые запасы – 3284 тыс.т. В результате размах снизился на 401 тыс. т - с 597 до 196 тыс. т. Наиболее достоверные варианты геологических моделей залежей УВС находятся в области больших значений, чем по всем реализациям модели (Табл. 6).

Таблица 6

Оценка запасов нефти пласта D_0 Стретенского месторождения

Запасы нефти, тыс.т.	Все реализации	В пределах $Op_{д}^{и}$
мин	2781	3182
мах	3378	3378
размах	597	196
среднее	3081	3284
Разница размаха	401	
Разница средних	203	

Диапазон изменения начальных геологических запасов нефти и газа по выбранным реализациям значительно меньше, чем без контроля их качества (Рис. 6). Запасы полученной выборки находятся в зоне с повышенными значениями относительно математического ожидания полной вероятности событий.

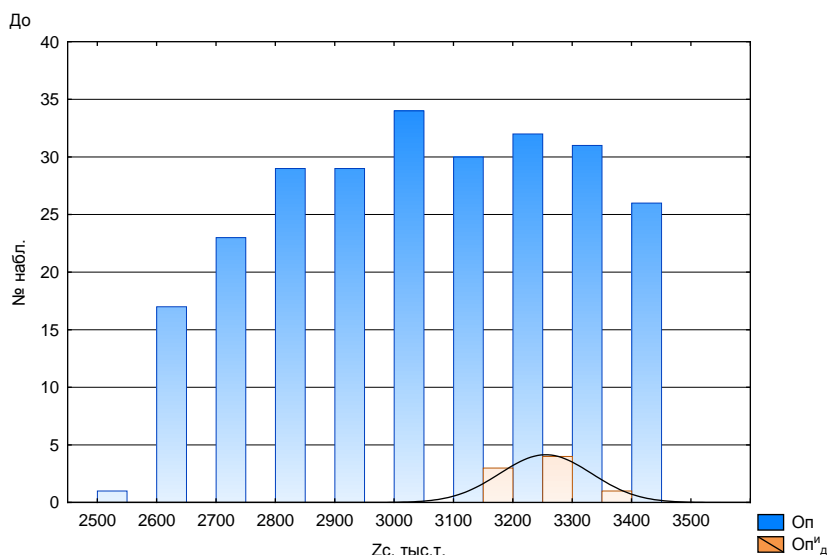


Рис. 6. Гистограмма распределений геологических запасов нефти (Zc) для отложений терригенного девона Стретенского месторождения.

Условные обозначения: Op - все 256 реализаций, $Op_{д}^{и}$ – наиболее желательные реализации в обобщенном отклике.

Контроль реализаций геологической модели позволил уточнить значения геологических запасов УВ для Стретенского и Сосновского месторождений.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ:

1. В технологию многовариантного трехмерного геологического моделирования добавлена процедура, позволяющая выбрать оптимальный вариант строения залежей нефти и газа.
2. Разработаны критерии для выбора наиболее оптимальных реализаций геологического строения залежей нефти и газа.
3. Разработанная технология позволяет строить геологические модели залежей нефти и газа, которые более точно отображают их реальное геологическое строение.
4. По разработанным геолого-математическим моделям можно определить области достоверных решений для моделирования залежей нефти и газа.
5. На примерах залежей нефти и газа Стретенского и Сосновского месторождений построены многовариантные модели и обоснованы наиболее достоверные решения.
6. На основе обоснованных решений выполнена вероятностная оценка запасов, уточнено геологическое строение месторождений и запасы УВС.
7. Усовершенствованная технология моделирования программно реализована в комплексе трехмерного геологического моделирования IRAP RMS, получено авторское свидетельство и подана заявка на патент.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Потехин Д.В., Путилов И.С. Количественное обоснование параметров многовариантного моделирования для повышения достоверности трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений. // Территория НЕФТЕГАЗ. - М. 2014. - №2.- С.20-23 **(входит в перечень ВАК)**.
2. Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин В.И. Повышение достоверности геологических моделей залежей нефти и газа на основе усовершенствованной технологии многовариантного трехмерного моделирования. // Нефтяное хозяйство. - М. 2014. - №7.- С. 16-19 **(входит в перечень ВАК)**.
3. Путилов И.С., Потехин Д.В. Разработка технологии многовариантного трехмерного моделирования с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей. //Материалы научно-практической конференции «Теория и практика нефтяной геофизики» – Пермь, 2013 г.
4. Путилов И.С., Потехин Д.В. Заявка на патент №2013157446 приоритет от 24.12.2013 «Способ размещения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин на месторождениях нефти и газа на основе многовариантных трехмерных геологических моделей».
5. Путилов И.С., Потехин Д.В. Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2013661302, «Многовариантное геологическое 3Д моделирование с контролем качества реализаций по сейсмическим данным».
6. Потехин Д.В., Дерюшев А.Б. Опыт трехмерного моделирования терригенного девона на примере нижнетиманских отложений Кирилловского

месторождения нефти. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2012. - №4. – С. 25-31 **(входит в перечень ВАК)**.

7. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение многовариантного моделирования при распределении Кп с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. - №2. – С. 10-19.

8. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение стохастического алгоритма при моделировании терригенных отложений девона (на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти). // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. - №1. – С. 8-19.

9. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение стохастического моделирования для распределения коэффициента пористости по разрезу терригенного девона на примере нижнетиманских отложений Кустовского, Кирилловского, Андреевского и Мало-Усинского месторождений нефти. // Научные исследования и инновации. – 2011. Том 5. - №3. – С. 7-9.

10. Путилов И.С., Потехин Д.В. Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2007614719, «Программа подготовки данных для трехмерного моделирования». Пермь, 2007г.

11. Галкин В.И., Потехин Д.В., Путилов И.С. Связь коэффициента нефтенасыщенности с другими геолого-технологическими характеристиками объектов, находящихся на завершающей стадии разработки. // Наука производству. - М., 2006. -№1. - С.9-14.

12. Путилов И.С., Потехин Д.В. Моделирование неоднородности петрофизических свойств пропластков при построении трехмерной геологической модели. // Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья: сб.научн.тр. ООО "ПермНИПИнефть".-Пермь, 2006. -С.91-96.

13. Путилов И.С., Потехин Д.В. Распределение петрофизических свойств в трехмерных геологических моделях нефтяных залежей. // Геология и ископаемые Западного Урала: сб.ст. по материалам регион, науч.-практ. Конф./Перм. Ун-т. - Пермь, 2006.- С.122-123.

14. A.A. Shchipanov, A.S. Nekrasov, O. Fonta, D.V. Potekhin. Modeling of fracturing of limestone petroleum reservoir using Fraca technology // International Conference & Exhibition, Saint Petersburg, Russia, 15-18 October 2006.0,5 печ. листа.

15. Потехин Д.В., Путилов И.С. Опыт корректировки распределения литологии при трехмерном геологическом моделировании на основе представлений о геологическом строении нефтяных залежей. //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2005. - №9-10. – С.48-50 **(входит в перечень ВАК)**.

16. Путилов И.С., Потехин Д.В. Оценка кондиционности данных на этапе подготовки и загрузки в пакет трёхмерного геологического моделирования. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -М., 2005.- №5-6.- С.48-50 **(входит в перечень ВАК)**.

17. Путилов И.С., Потехин Д.В. Рекомендации по выявлению и устранению ошибок на этапе подготовки исходных данных для трехмерного геологического моделирования месторождений нефти и газа. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2005. - №9-10. – С.28-29 **(входит в перечень ВАК)**.

18. Потехин Д.В. Анализ учёта изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трёхмерном геологическом моделировании (на примере Трифоновского месторождения). // Известия вузов. Нефть и газ. 2004, №5.- С.105-110.

19. Потехин Д.В., Путилов И.С. Адаптация алгоритмов построения трехмерной геологической модели к методическим подходам, используемым при выполнении подсчета запасов на примере Полазненского месторождения // IV конкурс ООО «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку, г. Пермь, 2004 г.

20. Потехин Д.В. Использование поточечных данных ГИС для построения трехмерных геологических моделей в программном комплексе IRAP RMS (на примере Шершневого месторождения). // Материалы XXXIII научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь: Изд-во Перм. Гос. Техн. Ун-та, 2004.

21. Потехин Д.В. Методика изменения нефтенасыщенности в пределах переходной зоны при трехмерном геологическом моделировании на примере Трифоновского месторождения. // Материалы XXXIII научно-практической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь: Изд-во Перм. Гос. Техн. Ун-та, 2004.

22. Потехин Д.В., Башков А.Н., Рубцов Е.В. Особенности трехмерного моделирования месторождений сложного строения. // Сборник докладов IV –й Российской конференции пользователей компании ROXAR. –М., 2003 г.

23. Потехин Д.В. Комплексная оценка границы коллектор-неколлектор в отложениях нижнего мела и юры месторождений Западной Сибири. // Проблемы развития нефтяной промышленности западной Сибири: Материалы научно-практической конференции молодых ученых и специалистов в ОАО «СибНИИНП». - Тюмень, 2003 г.

24. Потехин Д.В. Разделение карбонатных коллекторов на типы по данным ГИС. // Геология западного Урала по пороге XXI века, - Пермь, 1999 г, ПГУ.

Подписано в печать 16.05.2013. Формат 60x90/16.
Набор компьютерный. Тираж 100 экз. Усл. печ. л. 1,0

Отпечатано в отделе оформления научно-технической и проектной документации
Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми 614066,
г. Пермь, Бульвар Гагарина, 54а, к. 111
тел. (342) 233-75-70