

**Российский государственный геологоразведочный университет
(РГГРУ)**

На правах рукописи

УДК 55(084.3):553.98:550.834

АФАНАСЬЕВ МИХАИЛ ЛУКЪЯНОВИЧ

**ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОГО СПЕКТРАЛЬНО-СКОРОСТНОГО
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
И НЕФТЕПРОДУКТИВНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ В ТРЕХМЕРНОМ
МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ**

Специальность 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков
полезных ископаемых

Автореферат

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Москва, 2006

Работа выполнена в Корпоративном Научно-Техническом Центре (КНТЦ) ОАО «НК «Роснефть».

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук, профессор Копилевич Е.А.

научный консультант:

доктор технических наук Давыдова Е.А.

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор Козлов Е.А.

доктор технических наук Крылов Д.Н.

Ведущая организация:

Российский государственный университет нефти и газа.

Защита состоится «16» марта 2006 г. в 15 часов

на заседании диссертационного совета Д 212.121.07 при Российском государственном геологоразведочном университете (РГГРУ) по адресу:

117997, г. Москва, ГСП-7, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, РГГРУ, ауд. 638.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГГРУ. Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу: 117997, г. Москва, ГСП-7, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, РГГРУ, Ученому секретарю Диссертационного совета.

Автореферат разослан «___» _____ 200_ г.

Ученый секретарь

Диссертационного совета

кандидат технических наук, профессор



Г.Н. Боганик

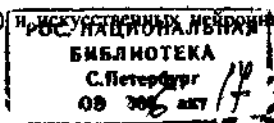
2006 А
413

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Одной из наиболее актуальных научных и практических проблем является изучение неоднородности строения нефтепродуктивных интервалов геологического разреза в межскважинном пространстве, и прежде всего изменений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и их нефтепродуктивности. Это связано с увеличением объема геологоразведочных работ (ГРП) по разведке нефтяных резервуаров с пространственной литолого-фациальной изменчивостью отложений (Багринцева К.И., 1977; Уилсон Д.Л., 1980; Грегори А.Р., 1982; Калела Г.А., 1985; Schmoker J.V., 1985; Ильин В.Д., Фортунатова Н.К., 1988; Нур А., 1990; Реддинг Х., 1990; Бакун Н.Н., 1995; Еременко Н.А., 1996).

Поэтому знание распределения ФЕС коллекторов и прогноз нефтепродуктивности на исследуемой территории приобретает особую значимость для оптимального размещения разведочных и эксплуатационных скважин. Любая интерполяция этих параметров между скважинами, а тем более экстраполяция в заскважинном пространстве, приводит к ошибкам, снижающим эффективность ГРП на нефть. Геофизические методы, в первую очередь сейсморазведка МОГТ, давно используются для заполнения меж- и заскважинного пространства (Рапопорт М.Б., 1977; Гогоненков Г.Н., 1981; Авербух А.Г., 1982; Козлов Е.А., 1985; Потапов О.А., 1985; Кондратьев О.К., Кондратьев И.К., 1985; Копилевич Е.А., 1988; Мушин И.А., 1990; Давыдова Е.А., 2000, 2004; Ампилов Ю.П., 2004). В настоящее время проблема заключается в том, чтобы расширить возможности, повысить точность и детальность сейсмических исследований по решению задач прогнозирования геологического разреза (ПГР). Одной из современных эффективных разработок в этом направлении являются способы геофизической разведки, обладающие патентной чистотой, и соответствующая им технология прогнозирования типов геологического разреза. ФЕС коллекторов и их нефтепродуктивности, базирующиеся на спектрально-временном и псевдоакустическом преобразовании сейсмической записи и данных геофизических исследований скважин (ГИС) (СВАН. Мушин И.А., 1985, 1990; Копилевич Е.А., Мушин И.А., Соколов Е.П., Давыдова Е.А., Фролов Б.К., Таратын Э.А., 1995, 2000, 2004).

Диссертационные исследования автора развивают это перспективное направление ПГР в плане увеличения детальности и точности результатов путем заполнения трехмерного межскважинного пространства; использования физически различных, независимых сейсмических спектрально-временных и псевдоакустических атрибутов; их комплексной интерпретации с помощью статистических и спектрально-корреляционных алгоритмов (Никитин А.А., Петров А.В., 1995, 2000, 2003) и искусственных нейронных сетей (ИНС)



(Авербух А. Г., 1998) Отличительными особенностями выполненной разработки, обуславливающими ее научную и практическую актуальность, являются изучение трехмерного пространства, использование физически различных, независимых атрибутов и комплексная их интерпретация на современном математическом уровне

Цель работы Разработка эффективной технологии прогнозирования ФЕС коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве по данным сейсморазведки и ГИС

Основные задачи исследований:

- выбор и обоснование спектрально-скоростных атрибутов сейсмической записи 3Д и кривых ГИС, наиболее подходящих для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве;
- разработка методики и технологии сертификации спектрально-скоростных атрибутов сейсмической записи 3Д и кривых ГИС на основе их спектрально-временной и псевдоакустической параметризации,
- разработка методики и технологии определения сертифицированных объемных спектрально-скоростных сейсмических атрибутов и построения их кубов;
- разработка методики комплексной интерпретации кубов сертифицированных объемных спектрально-скоростных сейсмических атрибутов на основе использования статистических, спектрально-корреляционных алгоритмов и искусственных нейронных сетей для построения кубов удельной емкости, гидропроводности и прогнозной нефтепродуктивности целевых интервалов разреза;
- внедрение разработанной технологии в сейсмогеологических условиях карбонатного разреза на двух месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП) и терригенного - на одном месторождении Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской НГП, анализ эффективности применения новой технологии для прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве

Научная новизна исследований:

- предложена и обоснована совокупность физически разнородных спектрально-временных и скоростного сейсмических атрибутов для прогнозирования удельной емкости, гидропроводности и коэффициента нефтепродуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве;
- разработаны концепция, методика и технология сертификации спектрально-скоростных атрибутов по данным сейсморазведки 3Д и геофизических исследований скважин на основе

спектрально-временной и псевдоакустической параметризации сейсмической записи и кривых ГИС для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве;

- разработаны методика и технология определения сертифицированных объемных спектрально-скоростных сейсмических атрибутов с построением соответствующих кубов.
- разработана методика комплексной интерпретации кубов объемных спектрально-скоростных сейсмических атрибутов на основе использования статистических, спектрально-корреляционных алгоритмов и искусственных нейронных сетей для построения кубов удельной емкости, гидропроводности и коэффициента нефтепродуктивности целевых интервалов разреза;
- выявлены закономерности распределения карбонатных и терригенных нефтепродуктивных объектов в отложениях перми, юры и силура на двух площадях Тимано-Печорской НГП и на одной площади Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НГП

Личный вклад автора. Все результаты, обладающие научной новизной и практической ценностью, были получены лично автором или при его непосредственном участии. Автор участвовал в разработке методики и технологии комплексного спектрально-скоростного прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и нефтепродуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве; лично выполнял спектрально-временные и псевдоакустические преобразования кривых ГИС и сейсмической записи ЗД в объеме 616 км² с построением трех кубов сертифицированных объемных спектрально-временных сейсмических атрибутов и куба псевдоакустических скоростей для каждого из целевых интервалов в карбонатных и терригенных отложениях на трех месторождениях; провел их комплексную интерпретацию с построением кубов удельной емкости, гидропроводности и прогнозной нефтепродуктивности, соответствующих карт по продуктивным пластам, сейсмогеологических разрезов; выполнил анализ эффективности внедрения новой технологии для изучения трехмерного межскважинного пространства.

Практическая ценность и результативность внедрения. Разработанная технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и нефтепродуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве позволила построить трехмерные модели емкости и гидропроводности карбонатных нижнепермских и силурийских коллекторов на Приразломной и Баганской площадях в Тимано-Печорской НГП и терригенных юрских коллекторов в Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НГП. Сделан количественный прогноз нефтепродуктивности коллекторов в виде пространственного распределения коэффициента нефтепродуктивности.

В результате выполненных исследований установлены принципиально новые геологические особенности строения целевых нефтеперспективных отложений, для карбопатных коллекторов, заключающиеся в выявлении рифогенных объектов с повышенными значениями удельной емкости и гидропроводности, а для терригенных коллекторов - литологических зон с повышенными значениями удельной емкости и гидропроводности на восточных склонах Верхне-Часельских локальных поднятий. Наибольшие прогнозные коэффициенты нефтепродуктивности связаны с этими объектами и зонами.

Все это позволило выявить 7 локальных высокоперспективных объектов, характеризующихся улучшенными прогнозными фильтрационно-емкостными свойствами и нефтепродуктивностью, в пределах которых необходимо сосредоточить дальнейшее разведочное и эксплуатационное бурение.

Результаты внедрения разработанной технологии прогнозирования геологического разреза в межскважинном пространстве являются основанием для оптимизации процесса разведки и эксплуатации месторождений нефти в отложениях перми, юры и силура в Тимано-Печорской НГП и Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НГП.

Реализация работы на производстве. Реализация полученных в диссертации результатов заключается в передаче Заказчикам - ОАО «Пурнефтегаз», ОАО «Северная нефть» текстов отчетов; кубов и карт удельной емкости, гидропроводности, прогнозной нефтепродуктивности коллекторов; разрезов, графиков. Все приведенные материалы использованы Заказчиками для планирования глубокого бурения, а научно-технические рекомендации автора получили положительную оценку.

Апробация работы и публикации. Основные положения диссертации рассматривались на научно-технических советах ООО «Инжиниринговый центр», ОАО «Пурнефтегаз», ОАО «Северная нефть», КНТЦ ОАО «НК «Роснефть», докладывались на конференции «Геомодель-2005».

Результаты проведенных исследований по теме диссертации опубликованы в журнале «Технология сейсморазведки» (2 статьи), «Нефтяное хозяйство» (1 статья) и в бюллетенях Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (описания 3 патентов на изобретения). Тезисы 2-х докладов опубликованы в материалах международной конференции «Геомодель-2005».

Достоверность выводов диссертации базируется на большом объеме сейсморазведочной (616 км²) и скважинной (46 скважин) информации на 3-х площадях с существенно различными геологическими условиями образования нижнепермских, юрских

и силурийских карбонатных и терригенных продуктивных отложений в Тимано-Печорской и Западно-Сибирской НТТ

Полученные новые геологические данные в виде трехмерных моделей удельной емкости, гидропроводности коллекторов и их прогнозной нефтепродуктивности наилучшим образом согласуются с имеющейся скважинной информацией. ГИС, геологическими обстановками осадконакопления, а также проверены моделированием и математическим тестированием при комплексной интерпретации спектрально-временных и псевдоакустического атрибутов с использованием искусственных нейронных сетей.

Объем работы. Диссертация содержит 101 страницу текста, состоит из 4-х глав, Введения и Заключения. Текст диссертации иллюстрирован 74 рисунками. Список использованной литературы включает 108 наименований.

Диссертационные исследования выполнены в КНТЦ ОАО «НК «Роснефть».

Автор благодарит директора по науке ОАО «НК «Роснефть» и КНТЦ доктора технических наук, профессора, академика РАН Хасанова М.М. за возможность выполнить диссертационные исследования и представление диссертации для защиты в РГГРУ.

Автор выражает благодарность научному руководителю доктору геолого-минералогических наук, профессору Копилевичу Е.А. и научному консультанту доктору технических наук Давыдовой Е.А., а также доктору технических наук, профессору Мушину А.И. за помощь, советы и научные консультации при работе над диссертацией.

Автор благодарит своих соавторов и коллег - к.т.н. Нестерова В.Н., д. г.-м. н. Мальшева Н.А., д.т.н., профессора, академика РАН Денисова С.Б., Борисевича Б.А., к.г.-м.н. Гончарова А.В., Векшина Р.В., Афанасьеву Ж.О., Бирун Е.М., сотрудников ФГУП «ВНИИГеофизика» к.т.н. Фролова Б.К., к.т.н. Таратына Э.А., Белоусова Г.А. за помощь и полезные советы.

Защищаемые положения

В диссертации защищаются следующие основные научные положения:

1. **Разработана методика и технология сертификации** предложенных спектрально-скоростных атрибутов по данным сейсморазведки 3Д и геофизических исследований скважин на основе спектрально-временной и псевдоакустической параметризации сейсмической записи и кривых ГИС, обеспечивающие наилучшую корреляцию выбранных атрибутов с удельной емкостью, гидропроводностью и коэффициентом нефтепродуктивности коллекторов.

2. **Разработана методика и технология прогнозирования** удельной емкости, гидропроводности и нефтепродуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве с использованием сертифицированных объемных сейсмических спектрально-

скоростных атрибутов и их комплексной интерпретации на базе статистических, спектрально-корреляционных алгоритмов и искусственных нейронных сетей, обеспечивающие достоверную оценку фильтрационно-емкостных свойств и коэффициента нефтепродуктивности целевых интервалов разреза, а также определение местоположения наиболее перспективных объектов.

3. Выявлены закономерности распределения карбонатных и терригенных нижнепермских, нижнесилурийских и юрских нефтепродуктивных объектов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами на трех площадях в пределах Тимано-Печорской НГП, Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НГП, выявленные на основе применения разработанной технологии

Содержание работы

Глава I посвящена описанию состояния проблемы по теме диссертационных исследований, проведенных в нашей стране и за рубежом.

Изучение емкостных свойств коллекторов базируется на теоретических результатах о зависимости скорости продольных и поперечных волн от пористости горных пород (Гурвич И.И., 1954; Пузырев Н.Н., 1959), и экспериментальных подтверждениях этой зависимости по данным петрофизического изучения керна и сейсмического моделирования (Авербух А.Г., 1982; Брылкин Ю.Л., 1995; Грегори А.Р., 1982; Нур А., 1990; Schmoker J.M., 1985). Широко используется уравнение среднего времени, позволяющее определить пористость по данным акустического каротажа (АК) и сейсморазведки (Крылов Д.Н., 1982, 1992; Нур А., 1990). Применение этих подходов позволяет определять плановое местоположение коллекторов на фоне вмещающих отложений, либо осуществлять прогноз коллекторов с улучшенными емкостными свойствами. Большинство исследователей отмечают, что основной причиной изменения скоростей распространения волн в толщах, содержащих коллекторы является изменение пористости, но такие зависимости очень неустойчивы, а точность прогноза пористости низкая (Грегори А.Р., 1982; Копилевич Е.А. 1988, 1995, Нур А., 1990).

Теоретическое обоснование наиболее значимых и универсальных корреляционных связей сейсмических параметров продольных отраженных волн с емкостными свойствами коллекторов в виде их эффективной удельной емкости, т.е. произведения коэффициента пористости на эффективную толщину, а также концепция и методология количественного определения параметра удельной эффективной емкости коллекторов в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки разработаны Копилевичем Е.А. (1988 и 1995гг).

В настоящее время для прогноза ФЕС-коллекторов в межскважинном пространстве существуют и широко применяются интерпретационные системы и технологии: ПАМ-коллектор (Потапов О.А., Козлов Е.А., Руденко Р.В., Михальцев А.В., 1994, 1997гг);

многоволновой поляризованной сейсморазведки (МВПС) (Бродов Л.Ю., Кузнецов В.М., 1995, 2001 гг); тектонофизического моделирования (Зубков М.Ю., Бондаренко П.М., 2000); неседолитологического каротажа (ПЛК) (Крылов Д.И., 1982, 1992); ИНПРЕС (Авербух А.Г., 1998); НР – технологии (Трофимов В.Л., Мидашина В.А., Хазиев Ф.Ф., 2001); AVO и стохастическая инверсия в многочисленных импортных системах; комплексная интерпретация различных атрибутов с применением современных алгоритмов геостатистики (ИНПРЕС, КОСКАД–ЗД, ПАНГЕЯ). С помощью этих интерпретационных комплексов определяют коэффициент пористости и эффективную толщину коллекторов в межскважинном пространстве. Проницаемость или гидропроводность коллекторов непосредственно по сейсмическим данным не определяется.

Спектральный анализ сейсмической записи и кривых ГИС представляет собой самостоятельное направление в комплексе способов ПГР в межскважинном пространстве. Это прежде всего результаты, полученные Поталовым О.А., Шальновым Б.В. и Копялевым Е.А., 1973; Богаником Г.Н., Мохсиным Н.А., 1997; Гатаулиным Р.М., 1997; Трапезниковой Н.А., 1997; Г.М. Митрофановым, Т.В. Нефедкиной, А.Н. Бобрышевым и др., 2001), позволяющие выявлять малоамплитудные тектонические нарушения и аномальные неотектонические зоны; осуществлять латеральный прогноз литологии тонкослоистых сред и свойств геологического разреза, в том числе и участки развития трещеноватых коллекторов.

На стадии разработки, опробования и внедрения находятся относительно новые спектрально-временные алгоритмы анализа сейсмической записи, основанные на вейвлет-преобразовании, математический аппарат которого хорошо приспособлен для изучения структуры неоднородных процессов (Grossmann A, Morlet J, 1984; Bosman C and Peacock J., 1993; Schuster G.T and Sun Y, 1993; Chakraborty A and Okaya D., 1995; Грачев А.О., Старовойтов А.В., 2003; Масюков А.В., Масюков В.В., Шленкин В.И., 2003). Наиболее значительные практические результаты с применением вейвлет-преобразования получены Грачевым А.О., Старовойтовым А.В. при изучении систем погребенных конусов выноса.

В отличие от выше упомянутых спектральных методик ПГР, комплекс структурно-формационной интерпретации (СФИ), разработанный во ВНИИГеофизика (Бродов Л.Ю., Мушин И.А., 1985; Мушин И.А., Хатьянов Ф.И., Бродов Л.Ю., 1987; А.Мушин, Л.Ю.Бродов, Е.А.Козлов, Ф.И.Хатьянов, 1990; Мушин И.А. и др. 2005) давно используется для успешного решения разнообразных задач нефтегазовой геологии. Центральным блоком СФИ является спектрально-временный анализ сейсмической записи, который представляет собой результат целенаправленного перебора фильтраций сейсмических трасс с использованием последовательности фильтров. При этом применяются двухоктавные,

нульфовые фильтры с треугольной частотной характеристикой переменной ширины Полоса пропускания этих фильтров увеличивается по мере повышения частоты СВАН рассматривает зависимость сейсмических амплитуд от частоты по шкале времен, а не изменение частоты от времени. Соотношение методологии СВАН и подхода, применяемого в спектрально-временном разложении, аналогично соотношению AVO (Воскресенский Ю.Н., 2002) и амплитудных способов (Стоун Ч.Б., 1980; Михальцев А.В., Мушин И.А., Погожев В.Н., 1990), когда с геологическими параметрами коррелируются не амплитуды, а характер изменения амплитуд в зависимости от расстояния до ПВ. Точно так же основным преимуществом СВАН является то, что он изучает зависимость амплитуды от частоты и времени, что дает возможность получать устойчивые результаты.

На основе СВАН предложена и внедрена методика определения типов геологического разреза в межскважинном пространстве (Копилевич Е.А., 1995), основанная на принципе отображения различных типов разреза (Методические указания по составлению типовых геолого-геофизических разрезов нефтегазоносных территорий. Мингео СССР, ВНИГНИ, Апрельское отделение, М., 1984; Пейтон Ч., 1982) в виде спектрально-временных образов (СВО) (Давыдова Е.А., 2000, Н.Н. Бакун, Е.А. Копилевич, Е.А. Давыдова, Н.Е. Соколова, 1999). Результаты внедрения этой методики на большом количестве площадей Западной и Восточной Сибири в объеме около 40 тыс. пог. км подтверждены десятками скважин. Очевидная эффективность применения методики качественного СВАН явилась основанием для ее количественного развития и расширения круга решаемых задач – определения удельной емкости, гидропроводности и прогнозной нефтепродуктивности коллекторов (Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Мушин И.А., 2002; Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Фролов Б.К., 2002; Давыдова Е.А., 2004). Принципиально новым здесь является отображение изменчивости гидропроводности коллекторов в предложенных количественных спектрально-временных атрибутах. Внедрение этой технологии в различных сейсмогеологических условиях позволило наметить и обосновать пути ее дальнейшего развития и принципиального совершенствования.

Что касается большого количества других автоматизированных эмпирических методов для интерпретации многочисленных (>40 шт.) сейсмических атрибутов, то их возможности в настоящее время являются ограниченными и не соответствуют производственному уровню и требованиям (Ю.П. Ампилов, 2004).

В связи с вышесказанным актуальным является разработка новой технологии для реализации возможностей атрибутного прогноза (Ю.П. Ампилов, 2004) на базе физически разнородных сейсмических атрибутов, которые по своему смысловому содержанию являются отображением различных типов геологического разреза и фильтрационно-

емкостных свойств коллекторов, а не набором большого количества частично взаимосвязанных атрибутов, непонятно как отображающих свойства геологической среды. Новая технология может базироваться на хорошо себя зарекомендовавшей методике количественного СВАН данных сейсморазведки 2Д и кривых ГИС (Давыдова Е.А., 2000, 2004; Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Мушин И.А., 2002; Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Фролов Б.К., 2002); псевдоакустических преобразованиях сейсмической записи (Гогоненков Г.Н., 1981; Гогоненков Г.Н., Захаров Е.Т., Эльманович С.С., 1982; Дубровский З.Д., 1985; Руденко Г.Е., Михальцев А.В., Овчаренко А.В. и др., 1997; Е.А. Копилевич, Е.С. Шаралова и др., 1988; О.А.Потапов, Е.А.Козлов, Г.Е. Руденко, и др., 1994) и современных математических методах - статистических, спектрально-корреляционных (Никитин А.А., 1995, 2001; Петров А.В., 1996; Петров А.В., Трусов А.А., 2000; Никитин А.А., Земцова Д.П., Долинин А.Н., 2003); - КОСКАД-3Д, и искусственных нейронных сетях (Авербух А.Г., 1998; Авербух А.Г., Пустарнакова Ю.А., Ахметова Э.Р., 2002) - ИНПРЕС.

Состояние проблемы таково, что актуальным становится:

1. Выбор и обоснование спектрально-скоростных атрибутов сейсмической записи и кривых ГИС для прогнозирования ФЕС коллекторов и их нефтепродуктивности в трёхмерном межскважинном пространстве.
2. Разработка методики и технологии количественной спектрально-временной параметризации данных сейсморазведки 3Д.
3. Разработка методики и технологии определения кубов сертифицированных спектрально-скоростных атрибутов сейсмической записи 3Д.
4. Разработка методики и технологии спектрально-скоростного прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве на основе использования спектрально-временных и скоростного атрибутов сейсмической записи 3Д и их комплексной интерпретации с применением современных методов геостатистики.

В главе 2 рассмотрена проблема выбора и обоснования атрибутов, наиболее подходящих для прогноза ФЕС коллекторов и нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве, приведено описание разработанных методик и технологии их сертификации.

Выбор спектрально-скоростных атрибутов базируется на известном теоретическом положении об изменении скорости распространения продольных отраженных волн и формы сейсмического импульса при непостоянстве упругих свойств среды, связанном с изменениями состава отложений и их фильтрационно-емкостных свойств (Гурвич И.И.,

1954; Пузырев Н.Н. 1959; Петрашень Г.И., 1957-58; И.С.Берзон, А.М.Епинатьева, Г.Н.Парийская, С.П.Стародубровская. 1962).

Изменение скорости распространения волн определяется, как известно, в скважинах по данным АК, а в межскважинном пространстве характеризуется псевдоакустическими скоростями (жесткостями, импедансами) по данным сейморазведки ОГТ (Е.А.Козлов, Г.Н.Гогоненков, Б.Л.Лернер и др., 1973; Гогоненков Г.Н., 1981; Гогоненков Г.Н., Захаров Е.Т., Эльманович С.С., 1982; Дубровский З.Д., 1985; Эпов А.Б., 1989). Изменение формы сейсмической записи, т.е. временной функции $A=f(t)$, наиболее полно характеризуется ее спектрально-временным преобразованием (Харкевич А.А., 1962; Бродов Л.Ю., Мушин И.А., 1985; И.А.Мушин, Л.Ю.Бродов, Е.А.Козлов, Ф.И.Хатьянов, 1990) и количественной параметризацией результатов этих преобразований - энергетических спектров по оси частот и времен СВАН-колонки (Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Мушин И.А., 2002; Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Фролов Б.К., 2002; Давыдова Е.А., 2004).

Количественная параметризация энергетических спектров СВАН-колонки заключается в определении 6 атрибутов, 3 по оси частот и 3 по оси времен. Поскольку настоящая диссертационная работа посвящена изучению трехмерного межскважинного пространства, эти атрибуты, для которых основой являются сейсмические трассы временного куба, названы объемными спектрально-временными сейсмическими атрибутами - ОССА (Нестеров В.Н., Копилевич Е.А., Мушин А.И., Соколов Е.П., Давыдова Е.А. Патент на изобретение № 2255358, 2005; Нестеров В.Н., Копилевич Е.А., Мушин А.И., Соколов Е.П., Давыдова Е.А. Патент на изобретение № 2253884, 2005). Спектрально-временные атрибуты (СВА) синтетических сейсмических трасс, являющихся результатом сейсмического моделирования, а также кривых ГИС названы соответственно модельными и скважинными СВА.

ОССА и СВА представляют собой отношение энергии высоких и низких частот, больших и меньших времен, а также произведение удельной спектральной плотности на средневзвешенные и максимальные частоты и времена (рис.2).

Ниже приведены математическое теоретическое обоснование ОССА и СВА в интегральном виде и, соответственно, расчетные алгоритмы для трехмерного пространства (формулы 1-8).

Теоретическое обоснование

Алгоритмы расчета

ось частот

$$\left. \begin{aligned}
 & OCCA_1 = \frac{\int_{T_1}^{T_2} \int_{f_{min}}^{f_{max}} \int_{t_{min}}^{t_{max}} A^2(t, f, T) dt df dT \text{ при } \Delta f_2 = f_{кон} - f_{сп}}{\int_{T_1}^{T_2} \int_{f_{min}}^{f_{max}} \int_{t_{min}}^{t_{max}} A^2(t, f, T) dt df dT \text{ при } \Delta f_1 = f_{сп} - f_{мин}} \longrightarrow \frac{\sum_{T_1=T_1}^{T_2} \sum_{f_2=f_{сп}}^{f_{max}} \sum_{t_1=t_{min}}^{t_{max}} A^2(t_1, f_2, T_k) \text{ при } \Delta f_2 = f_{кон} - f_{сп}}{\sum_{T_1=T_1}^{T_2} \sum_{f_2=f_{сп}}^{f_{max}} \sum_{t_1=t_{min}}^{t_{max}} A^2(t_1, f_2, T_k) \text{ при } \Delta f_1 = f_{сп} - f_{мин}} \quad (1) \\
 & OCCA_2 = \frac{\int_{T_1}^{T_2} \int_{f_{min}}^{f_{max}} \int_{t_{min}}^{t_{max}} A^2(t, f, T) dt df dT}{\Delta f} \times \bar{f}_{сп.ам} \longrightarrow \frac{\sum_{T_1=T_1}^{T_2} \sum_{f_2=f_{сп}}^{f_{max}} \sum_{t_1=t_{min}}^{t_{max}} A^2(t_1, f_2, T_k)}{\Delta f} \times \bar{f}_{сп.ам} \quad (2) \\
 & \hspace{15em} \text{или} \frac{\sum_{T_1=T_1}^{T_2} \sum_{f_2=f_{сп}}^{f_{max}} \sum_{t_1=t_{min}}^{t_{max}} A^2(t_1, f_2, T_k) \times f_j}{\Delta f} \quad (3) \\
 & OCCA_3 = \frac{\int_{T_1}^{T_2} \int_{f_{min}}^{f_{max}} \int_{t_{min}}^{t_{max}} A^2(t, f, T) dt df dT}{\Delta f} \times f_{max} \longrightarrow \frac{\sum_{T_1=T_1}^{T_2} \sum_{f_2=f_{сп}}^{f_{max}} \sum_{t_1=t_{min}}^{t_{max}} A^2(t_1, f_2, T_k)}{\Delta f} \times f_{max} \quad (4)
 \end{aligned} \right\}$$

где:

- A - текущая амплитуда;
- A^2 - квадрат текущей амплитуды энергетического частотного спектра СВАН-колонки;

колонки;

- $OCCA$ - объемный спектрально-временной сейсмический атрибут;
- T_1 и T_2 - начальное и конечное время анализируемой сейсмической записи, т е

высота куба $\Delta T = T_2 - T_1$ с количеством n текущих значений амплитуд A , равным: $n = \frac{T_2 - T_1}{\tau}$,

где τ - шаг дискретизации сейсмической записи;

- $t_{нач}$ и $t_{кон}$ - начальное и конечное время интервала спектрально-временного анализа

$\Delta t = t_{кон} - t_{нач} \geq 26 - 30$ мсек;

- $f_{нач}$ и $f_{кон}$ - начальная и конечная частоты энергетического частотного спектра

СВАН-колонки на уровне 0.1 от максимума;

- $\Delta f = f_{кон} - f_{нач}$; $f_{сп} = \frac{f_{нач} + f_{кон}}{2}$; $\bar{f}_{сп.ам}$ - средневзвешенная частота

$$\bar{f}_{сп.ам} = \frac{\sum_1^n A_i^2 \times f_i}{\sum_1^n A_i^2};$$

Корреляционная связь псевдоакустических скоростей (импедансов) с емкостными свойствами коллекторов давно используется для характеристики межскважинного пространства (Гогоняков Г.Н. 1982, Берилко В.И., Рудницкая Д.И. 1985., В.В. Фоменко, Копилевич Е.А., 1988. Потапов О.А., Козлов Е.А., Руденко Г.Е., 1994).

Разработанные методика и технология сертификации сейсмических атрибутов основаны на известном принципе ранжирования признаков при распознавании образов по их качеству и выбору наилучших признаков (Волчихин В.И., Иванов А.И., 2003) а также рекомендациях использовать несколько наиболее информативных атрибутов (2-3, но не более 4), поскольку с увеличением их числа ошибка прогноза сначала уменьшается, а потом растет (Левянт В.Б., Билибин С.И., Шурыгин А.М., 2002).

Таким образом, физическая суть предложенной технологии сертификации атрибутов заключается в том, чтобы использовать несколько (≤ 5) физически разнородных, независимых атрибутов, практически полностью характеризующих изменение формы сейсмического импульса и скорость распространения продольных отраженных волн при непостоянстве литофациальных характеристик нефтепродуктивных отложений и их ФЕС. Критерием выбора параметров получения и отбора оптимальных спектрально-временных атрибутов, является наибольший КВК сейсмических ОССА с модельными, скважинными СВА, удельной емкостью и гидропроводностью коллекторов. Весь процесс сертификации состоит из 12 этапов.

На первом этапе определяется жесткостная модель разреза по данным АК, ГТК и лабораторных исследований керна, проводится сейсмическое и СВАН-моделирование по всем эталонным скважинам на исследуемой территории. Синтетические и экспериментальные трассы взаимно коррелируются с определенным КВК для выяснения степени сейсмического отображения реальных геолого-геофизических моделей. При КВК > 0.7 можно считать, что исходные временные разрезы или куб пригодны для интерпретационной обработки (Левянт В.Б., Билибин С.И., Шурыгин А.М., 2002)

Этап 2 предусматривает выбор параметров и определение модельных и скважинных СВА₁₋₆ по синтетическим сеймотрассам и отфильтрованным кривым ГИС с целью установления факта наличия корреляционной связи сейсмических модельных СВА и СВА естественного аналога сейсмической записи - кривых ГИС - с ФЕС (Давыдова Е.А., 2004).

Параметры проведения СВАН и расчета СВА энергетических частотного и временного спектров СВАН-колонки - это временной интервал СВАН (Δt), начальные низкая частота и меньшее время спектров (f_n и t_n), конечные (высокая и большее) частота и время спектров (f_k и t_k), ширина фильтра (Φ), количество фильтров ($n\Phi$), величина отсечки

меньших значений спектральной плотности в % от максимума (LEVEL). Параметры f_m , f_n , $n\Phi$ достаточно устойчивы к различным сейсмогеологическим условиям и, как правило, вначале задаются из общих соображений возможной ширины частотного спектра сейсмической записи (Δf) в пределах $\Delta f = 10-100$ Гц, а количество фильтров n в соответствии с шагом дискретизации $\tau = 2$ мс и необходимостью заведомого соответствия требованиям теоремы Котельникова-Найквиста - $n = 90$. Параметры Δt , Φ , LEVEL подбираются в каждом случае, при этом Δt в соответствии с законом корреляции фазий Головкинского-Вальтера может быть и больше временной толщины продуктивного пласта, захватывая и вмещающие отложения, но при этом обеспечивая наиболее тесную связь СВА с ФЕС коллекторов (Авербух А.Г., 1998, Никитин А.А. и др., 2003)

Кроме того, существуют ограничения, связанные с помехоустойчивостью и частотно-временной разрешающей способностью количественной спектрально-временной параметризации сейсмической записи кривых ГИС (Копилевич, Е.А., Давыдова Е.А., 2000, 2002, 2004). В соответствии с этими соображениями Δt должно быть $\geq 26-30$ мс, т.е. \approx видимому периоду сейсмической записи при достижении приемлемой ее разрешенности.

Оптимальные параметры определения скважинных СВА по кривым ГИС выбираются точно так же, как и сейсмических модельных СВА, но с той лишь разницей, что кривые ГИС в начале переводятся во временной масштаб с использованием данных АК и СК, знакопеременный вид для СВАН и подвергаются полосовой фильтрации для приведения их спектрального состава в соответствие со спектром сейсмической записи.

Корреляция сейсмических модельных и скважинных СВА с удельной емкостью и гидропроводностью производится как по латерали, так и по вертикали. Это означает, что для латеральной изменчивости ФЕС коллекторов устанавливается регрессионная зависимость СВА и определяется КВК с суммарной емкостью нефтепродуктивных пластов

($q = \sum_{i=1}^n K_m \times h_{\phi i}$) и суммарным проницаемым объемом - гидропроводностью

($T = \frac{\sum_{i=1}^n K_{пр i} \times h_{\phi i}}{\Delta H}$), т.е. СВА = $f(q, T)$, выбираются оптимальные параметры получения СВА

по наибольшему КВК. Затем с выбранными оптимальными параметрами определяют СВА по вертикальной (временной, глубинной) оси, т.е. со сдвигом Δt на величину τ по оси времен. Обычно τ равно шагу дискретизации сейсмической записи, т.е. $\tau = 2-4$ мс.

Эти СВА, коррелируются не с суммарными q и T , а с единичными значениями

$$q = K_{\text{ин}} \times h_{\text{ср}} \quad \text{и} \quad T_i = \frac{K_{\text{пр}} \times h_{\text{ср}}}{\mu},$$
 соответствующими положению середины Δt на оси t .

Оптимальные параметры СВА^{мод} и СВА^{св} уточняются, если в этом есть необходимость, по наибольшим КВК с единичными и суммарными q и T .

Минимальный порог значений КВК для выбора параметров определения СВА и наиболее подходящих для конкретных сейсмогеологических условий составляет ≥ 0.7 , что означает возможность прогнозирования ФЕС с доверительной вероятностью $p = 0.95$ при количестве точек $> 15-20$ (высокое качество прогноза) и $p = 0.7-0.95$ при количестве точек > 10 (допустимое качество прогноза) (Левянт В.Б., Билибин С.И., Шурыгин А.М., 2002; Волчихин В.И., Иванов А.И., 2003.). При выборе оптимальных СВА из шести возможных учитывается также то обстоятельство, что СВА_{2,3} и СВА_{5,6} физически однородные. Это означает, что при сопоставимых значениях КВК оптимальным будет выбор физически разнородных СВА, например, СВА₁, СВА₃ и СВА₅.

Выбор параметров определения ОССА не требует проведения охарактеризованных выше исследований для СВА в полном объеме. Если сейсмотрассы временного куба в районе скважин подобны синтетическим (КВК ≥ 0.7), в связи с этим за основу берутся параметры определения модельных синтетических СВА и уточняются наиболее существенные - Φ , LEVEL, - поскольку f_u и f_n ограничивают практически не изменяющийся диапазон частот активной части спектра сейсмической записи на уровне 0,1 от максимума спектра в избранном Δt ; τ соответствует шагу дискретизации, а $n\Phi$ при $n\Phi > 50$ практически не влияет на результат.

Критерий оптимальности параметров определения ОССА такие же, как и для СВА - наибольшие КВК со СВА синтетических сейсмотрасс, кривых ГИС ≥ 0.7 и, с удельной емкостью и гидропроводностью коллекторов (≥ 6 , учитывая последующую комплексную интерпретацию нескольких атрибутов. При этом q и T используются как суммарные для нефтепродуктивных пластов, и ОССА берутся в интервале Δt , соответствующем целевому, так и единичные по оси времен (глубин), а ОССА в этом случае определяются в интервале Δt , середина которого соответствует времени (глубине) для q , T . Сертификация ОССА производится с учетом необходимости дальнейшего использования физически разнородных атрибутов, т.е. при близких значениях КВК оптимальным является отбор ОССА энергетических частотного и временного спектров.

Преобразования сейсмической записи в псевдоакустические скорости ($V_{\text{пак}}$) или жесткости ($V_{\text{хр}}_{\text{пак}}$), где ρ - плотность, определение их надежности и точности на основе

сопоставления с акустическими скоростями (V_{AK}) или жесткостями ($V_{\chi\rho}$) по данным АК, ГТК и лабораторных исследований керна, а также с результатами псевдоакустических преобразований синтетических трасс, установление регрессионных зависимостей $V_{AK}(V_{\chi\rho}) = f(q)$ и $V_{\text{пак}}(V_{\chi\rho})_{\text{пак}} = f(q)$ составляет самостоятельную часть разработанной технологии.

Вначале определяются интервальные (пластовые) V_{AK} или импедансы $V_{\chi\rho}$, а также зависимости $V_{AK} = f(t_0)$ с Δt_0 , равным шагу акустического каротажа. Затем вычисляются $V_{\text{пак}}$ или $(V_{\chi\rho})_{\text{пак}}$, надежность и точность которых выясняется по сопоставлению псевдоакустических и акустических скоростей, а также на основе регрессионной зависимости $V_{\text{пак}}$, $(V_{\chi\rho})_{\text{пак}}$ синтетических и экспериментальных трасс. При $KVK \geq 0.75$ $V_{\text{пак}}$ или $(V_{\chi\rho})_{\text{пак}}$ можно считать подходящими для дальнейшего использования. Завершающей процедурой, является установление регрессионных зависимостей с определением KVK $V_{AK}(V_{\chi\rho}) = f(q)$ и $V_{\text{пак}}(V_{\chi\rho})_{\text{пак}} = f(q)$.

При $KVK > 0.6$, с учетом последующей комплексной интерпретации, псевдоакустические скорости или импедансы могут быть использованы для определения удельной емкости коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве. При наличии регрессионной зависимости удельной емкости (q) и суммарного проницаемого объема (T) по данным бурения и ГИС с $KVK \geq 0.7$, $V_{\text{пак}}$ или $(V_{\chi\rho})_{\text{пак}}$ могут быть использованы и для прогноза гидропроводности коллекторов. Завершающим этапом сертификации сейсмических атрибутов является анализ результатов спектрально-временной параметризации и ПАК-преобразований в соответствии с имеющимися геологическими представлениями.

В диссертации демонстрируются результаты выбора оптимальных параметров определения модельных синтетических и скважинных СВА, а также их сертификация на примере карбонатных отложений Приразломной и Баганской площадей и терригенных отложений Верхне-Часельской площади.

Выводы по главе 2:

1. Предложена и обоснована совокупность физически разнородных спектрально-временных и скоростного атрибутов для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве.
2. Разработаны алгоритмы расчета объемных спектрально-временных сейсмических атрибутов.
3. Разработаны методика и технология сертификации атрибутов на основе сейсмического моделирования, количественной спектрально-временной и псевдоакустической параметризации синтетических сейсмотрасс и кривых ГИС, установления регрессионных

зависимостей и определения КВК сейсмических атрибутов с модельными и по данным ГИС, удельной емкостью и гидропроводностью коллекторов, а также геологического обоснования сертифицированной атрибутивной совокупности.

4 В главе 2 отражено содержание первого защищаемого положения

В главе 3 рассматривается методика и технология определения ФЕС коллекторов и их прогнозной нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве, которая базируется на использовании сертифицированных объемных сейсмических спектрально-временных атрибутов, псевдоакустических скоростей (импедансов) и их комплексной интерпретации с помощью современных математических средств - искусственных нейронных сетей (ИНПРЕС), и статистических спектрально-корреляционных алгоритмов, объединенных в систему КОСКАД - 3Дт

По всем трассам временного куба во временном интервале, который больше временного интервала СВАН не менее, чем в 2 раза, определяются сертифицированные ОССА и $V_{\text{ПАК}}$. Таким образом, сейсмический временной куб пересчитывается в кубы сертифицированных ОССА и $V_{\text{ПАК}}$. При построении кубов ОССА и $V_{\text{ПАК}}$ подбираются параметры сглаживания и задается интервал их возможных изменений, вне которого значения сейсмических атрибутов не используются. Значения ОССА, не вошедшие в интервал возможных изменений атрибутов, могут использоваться для выявления и трассирования тектонических нарушений, в т.ч. и малоамплитудных (Копилевич Е.А., Ворошилова М.С., 2000).

Комплексная интерпретация кубов ОССА и $V_{\text{ПАК}}$ производится с использованием современных математических средств по двум параллельным направлениям: применением искусственных нейронных сетей по программе многослойного сейсмического перцептрона ИНС-МСП (ИНПРЕС, ЦГЭ) и совокупности статистических, спектрально-корреляционных алгоритмов (КОСКАД-3Дт, ПТРУ).

Выбор математического алгоритма ИНС для комплексной интерпретации ОССА и $V_{\text{ПАК}}$ в принципиальном плане обусловлено тем, что искусственные нейронные сети, всегда дают результат лучше, чем оценки разделимости классов простыми вычислительными процедурами (Волчихин В.И., Иванов А.И., 2003). Выбор архитектуры многослойного сейсмического перцептрона (МСП) производится с одновременным его обучением (Авербух А.Г., Пустарналова Ю.А., Ахметова Э.Р., 2002.2003) исходя из принципа минимизации числа слоев и нейронов.

Во всех случаях выбора архитектуры МСП критерием служили КВК расчетных значений ФЕС с определенными в скважинах по данным бурения, ГИС и испытаний,

которые не использовались при обучении. Кроме того, производится повторный выбор сертифицированных ОССА для наилучшего прогнозирования ФЭС. Таким образом, выбор параметров МСП заключается в определении минимально необходимого числа слоев и нейронов в них для достижения наибольших КВК с удельной емкостью и гидропроводностью в контрольных точках.

Комплексный анализ сертифицированных объемных спектрально-временных сейсмических атрибутов и псевдоакустических скоростей с использованием комплекса программ КОСКАД - 3Дт состоит в выборе статистических, корреляционных, градиентных характеристик сертифицированных ОССА и $V_{\text{ПЛАК}}$ видов их фильтрации и методов классификации. На этой основе проводится комплексный анализ атрибутов и их производных, завершающийся построением куба и карты типов геологического разреза (кластеров) нефтепродуктивных отложений.

В настоящее время методика использования КОСКАД - 3Дт для изучения межскважинного пространства по данным сейсморазведки (кинематических и динамических параметров) разработана в основном в теоретическом плане и на стадии опробования, начала внедрения (Никитин А.А., Земцова Д.П., Долинин А.Н., Петров А.В., Трусов А.А., 1995, 1996, 2001, 2003). В диссертационной работе расширена сфера применения КОСКАД - 3Дт для интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3Д решением задачи определения местоположения типов геологического разреза с улучшенными ФЭС в трехмерном межскважинном пространстве на основе использования ОССА в комплексе с псевдоакустическими скоростями (импедансами).

Проведенное исследование возможности эффективного использования различных алгоритмов системы КОСКАД 3Дт применительно к предложенным объемным спектрально-временным сейсмическим атрибутам - ОССА и $V_{\text{ПЛАК}}$ с целью их последующей комплексной интерпретации, показало высокую информативность такого статистического, спектрально-корреляционного подхода.

В большинстве случаев основные результаты комплексной интерпретации предложенной совокупности спектрально-временных атрибутов с использованием ИНС-МСП и КОСКАД 3Дт совпадают. Это значительно повышает надежность определения ФЭС и коэффициента нефтепродуктивности коллекторов в межскважинном пространстве, поскольку комплексная интерпретация проведена двумя независимыми способами. Геологическая интерпретация результатов комплексного анализа сейсмических атрибутов заключается в совместном рассмотрении выходной информации многослойного сейсмического персептрона (ИНПРЕС), КОСКАД-3Дт и имеющегося бурения.

На первом этапе без формализованных приемов, с учетом априорной геологической модели, т.е. данных бурения и имеющихся геологических представлений в более широком плане, редактируются в один окончательный вариант кубы типов геологического разреза, удельной емкости, гидропроводности. На втором этапе уточняются местоположения тектонических нарушений с учетом резких изменений ОССА и их градиентных характеристик, а также изменения ВНК. На третьем этапе по всем имеющимся данным с учетом местоположения тектонических нарушений и ВНК, определяется местоположение возможных нефтяных залежей.

Прогнозная нефтепродуктивность коллекторов в виде коэффициента нефтепродуктивности, равного отношению дебита нефти на перепад давления в скважине, определяется либо с использованием сертифицированных, наиболее подходящих для этого сейсмических атрибутов и искусственных нейронных сетей, так же как гидропроводность, или на основании линейной регрессионной зависимости с гидропроводностью (Арье А.Г., Копилевич Е.А., 1997)

Методика и технология определения ФЕС коллекторов и их прогнозной нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве на основе комплексной интерпретации с помощью современных математических средств проиллюстрирована в диссертации на примере Приразломной, Баганской и Верхне-Часельской площадей.

Выводы по главе 3:

1. Разработаны:

- методика и технология построения кубов сертифицированных сейсмических спектрально-временных атрибутов и псевдоакустических скоростей (импедансов).
- методика выбора архитектуры (количества слоев, нейронов) многослойного сейсмического перцептрона (искусственные нейронные сети) для комплексной интерпретации сертифицированных объемных сейсмических спектрально-временных атрибутов и псевдоакустических скоростей (импедансов) с целью определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве; методика использования статистических и спектрально-корреляционных алгоритмов комплексной интерпретации сертифицированных объемных сейсмических спектрально-временных атрибутов и псевдоакустических скоростей (импедансов) для определения типов геологического разреза в трехмерном межскважинном пространстве
- методика комплексной геологической интерпретации результатов интегрирования сейсмических атрибутов алгоритмами современной геостатистики

2. В главе 3 раскрыто содержание второго защищаемого положения

В главе 4 рассмотрены основные геологические результаты внедрения разработанной инновационной технологии в сейсмогеологических условиях карбонатного разреза Тимано-Печорской НПТ и терригенного разреза Западно-Сибирской НПТ Пур-Тазовская НГО

На Приразломной площади нижнепермский интервал охарактеризован картами емкости, гидропроводности и нефтепродуктивности, а также одноименными кубами. На карте удельной емкости выделяется несколько областей повышенных значений, в плане образующих кольцевую структуру. Наиболее крупная перспективная зона совпадает с контурами рифовой сейсмофации, выделенной предшествующими исследователями и подтверждена скважиной 3. Сходная картина наблюдается на карте типов разреза, полученной в системе КОСКАД 3Дт. Куб удельной емкости характеризуется значительной вертикальной неоднородностью. Наиболее крупные зоны повышенных значений удельной емкости расположены в пределах рифовых сейсмофаций. На карте гидропроводности распределение перспективных областей соответствует карте емкости. Распределение значений гидропроводности в трехмерном пространстве свидетельствует о значительной вертикальной неоднородности, за исключением рифовых тел. Точно так же ведут себя коэффициенты прогнозной нефтепродуктивности. Таким образом, новая геологическая информация позволяет выделить области повышенных значений ФЕС и $k_{\text{нпр}}$ - рифовые сейсмофации. С учетом новой геологической информации рекомендуются 2 разведочные скважины.

На Баганской площади интервал силурийских отложений охарактеризован картами емкости, гидропроводности и нефтепродуктивности, а также одноименными кубами. На карте удельной емкости коллекторов горизонта S_{1vk} наблюдается мозаичное распределение зон с повышенной емкостью, с группировкой их в кольцеобразные и линейно вытянутые зоны. На карте удельной емкости коллекторов S_{1vk} намечаются новые перспективные зоны на северо-западе и северо-востоке Баганского месторождения, в пределах которых бурения еще не было. Это новый результат, поскольку, повышенная пористость наблюдалась в центре месторождения, где и располагались, в основном, глубокие скважины. Карта типов разреза повторяет закономерность карты емкости, что повышает надежность прогноза. Новые перспективные зоны на северо-западе и северо-востоке месторождения подтверждены и на карте гидропроводности. На карте прогнозного коэффициента нефтепродуктивности перспективные зоны также локализовались в основном в неразбуренной северо-западной части месторождения. На кубах удельной емкости и гидропроводности коллекторов S_{1vk} проявляется значительная неоднородность распределения их ФЕС в трехмерном пространстве, которая уменьшается в пределах высокоемких и гидропроводных биогерм и биостром. Новая геологическая информация

позволяет выделить геологические тела с повышенными ФЕС и нефтепродуктивностью. По результатам исследований даны рекомендации на бурение 3 разведочных скважин, расположенных в новых перспективных зонах повышенных φ , T и $K_{гпр}$.

Внедрение разработанной технологии на Верхне-Часельской площади позволило построить кубы и карты удельной емкости, гидропроводности и типов разреза продуктивных отложений пласта Ю₁. На карте удельной емкости горизонта Ю₁ повышенные значения отмечаются на восточных склонах Верхне-Часельских локальных положительных структур, что полностью соответствует геологическим данным. На карте гидропроводности коллекторов Ю₁ выявлена та же зональность, что и на карте удельной емкости. Зоны повышенной гидропроводности в основном выделены в восточной части площади. На карте типов разреза отложений Ю₁, полученной с применением метода геостатистики наблюдается зональность, характерная для удельной емкости и гидропроводности. Выявленная в плане зональность ФЕС и типов геологического разреза полностью соответствует априорной геологической модели. Новая геологическая информация, полученная в результате внедрения разработанной технологии спектрально-скоростного прогнозирования ФЕС, позволяет продолжить геологоразведочные работы на Верхне-Часельской площади, располагая скважины на выявленных участках повышенных значений удельной емкости и гидропроводности горизонта Ю₁. По результатам работ рекомендуется пробурить 2 разведочные скважины в зонах повышенных значений удельной емкости и гидропроводности.

Выводы по главе 4:

1. Разработанная технология успешно внедрена в различных сейсмогеологических условиях карбонатного и терригенного разреза в Тимано-Печорской и Западно-Сибирской НГП, что позволило получить новую геологическую информацию о распределении ФЕС коллекторов и их прогнозной нефтепродуктивности с построением кубов и карт удельной емкости, гидропроводности и прогнозной нефтепродуктивности на трех нефтяных месторождениях.
2. Выявлены закономерности распределения карбонатных и терригенных нижнепермских, нижнесилурийских и юрских нефтепродуктивных объектов с улучшенными ФЕС:
 - на Приразломной площади 2 рифа;
 - на Баганской площади 3 новые зоны биогермов и биостром на северо-западе и северо-востоке;
 - на Верхне-Часельской площади 2 объекта на восточном склоне локальных поднятий.
 - на выявленных объектах рекомендовано бурение 7 разведочных скважин.
3. Содержание главы 4 отображает третье защищаемое положение.

Заключение

Основные результаты выполненных исследований заключаются в следующем:

1. Предложена и обоснована совокупность физически разнородных спектрально-временных и скоростного атрибутов для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве.

2. Разработаны:

- алгоритмы расчета объемных спектрально-временных сейсмических атрибутов.
- методика и технология сертификации атрибутов на основе сейсмического моделирования, количественной спектрально-временной и псевдоакустической параметризации синтетических сейсмограмм и кривых ГИС, установления регрессионных зависимостей и определения КВК сейсмических атрибутов с модельными и по данным ГИС, удельной емкостью и гидропроводностью коллекторов, а также геологического обоснования сертифицированной атрибутивной совокупности.
- методика и технология построения кубов сертифицированных сейсмических спектрально-временных атрибутов и псевдоакустических скоростей (импедансов).
- методика выбора архитектуры многослойного сейсмического перцептрона (ИНС) для комплексной интерпретации сертифицированных объемных сейсмических спектрально-временных атрибутов и псевдоакустических скоростей (импедансов) с целью определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и их нефтепродуктивности в трехмерном межскважинном пространстве.
- методика использования статистических и спектрально-корреляционных алгоритмов комплексной интерпретации сертифицированных объемных сейсмических спектрально-временных атрибутов и псевдоакустических скоростей (импедансов) для определения типов геологического разреза в трехмерном межскважинном пространстве.
- методика комплексной геологической интерпретации результатов интегрирования сейсмических атрибутов алгоритмами современной геостатистики.

3. Разработанная технология успешно внедрена в различных сейсмогеологических условиях карбонатного и терригенного разреза в Тимано-Печорской и Западно-Сибирской НГП, что позволило получить новую геологическую информацию о распределении ФЕС коллекторов и их прогнозной нефтепродуктивности с построением карт и кубов удельной

емкости, гидропроводности и прогнозной нефтепродуктивности на трех нефтяных месторождениях

4 Изучены закономерности распределения карбонатных и терригенных нижнепермских, нижнесилурийских и юрских нефтепродуктивных объектов с улучшенными ФЕС, которые позволили выявить 7 перспективных на нефть объектов и рекомендовать бурение 7 разведочных скважин

**Основные положения диссертации изложены
в следующих опубликованных работах:**

1 Инновационная технология прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве Нефтяное хозяйство, №8, ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство» М., 2005, с. 109—114 (совместно с Е.А. Копилевичем, Е.А. Давыдовой, И.А. Мушиным, Е.П. Соколовым).

2 Комплексное прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве. Технологии сейсморазведки, №2, ЕАГО, М., 2005, с. 11-16 (совместно с Е.А. Копилевичем, Е.А. Давыдовой, А.В. Гончаровым)

3. Технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и нефтепродуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве. Технологии сейсморазведки, №1, ЕАГО, М., 2005, с. 67-77 (совместно с В.Н. Нестеровым, Е.А. Копилевичем, И.А. Мушиным, Е.П. Соколовым, Е.А. Давыдовой).

4. Технология и результаты комплексного спектрально-скоростного прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве. Материалы VII научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ-2005»: ЕАГО, М., 2005, с 40 (совместно с Е.А. Копилевичем, И.А. Мушиным, Е.А. Давыдовой)

5. Сейсмогеологическое прогнозирование нефтегазопродуктивности трещинных коллекторов в межскважинном пространстве. Материалы VII научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ-2005»: ЕАГО, М., 2005, с 98-99 (совместно с Е.П. Соколовым, Е.А. Копилевичем, Е.А. Давыдовой).

ПАТЕНТЫ НА ИЗОБРЕТЕНИЯ

6. Способ определения нефтепродуктивности пористых коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве. Патент на изобретение РФ № 2253885, 2005 г. (совместно с В.Н. Нестеровым, Е.А. Копилевичем, Е.П. Соколовым, Е.А. Давыдовой)

7. Способ определения нефтегазопродуктивности трещинных глинистых коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве Патент на изобретение РФ № 2255359, 2005 г. (совместно с В Н Нестеровым, Е А Копилевичем, Е П Соколовым, Е А Давыдовой)

8. Способ определения продуктивности нефтяного пласта в трехмерном межскважинном пространстве. Патент на изобретение РФ № 2259575, 2005 г (совместно с В Н Нестеровым, С.Б Денисовым, Е А. Копилевичем, Е П. Соколовым, Е.А. Давыдовой)

Подписано в печать 19.12.2005г. Объем 1,5 п.л.
Тираж 100 экз. заказ № 64

Редакционно-издательский отдел РГТРУ
Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23

2006A
413

■ - - 4 1 3