



На правах рукописи

A handwritten signature in black ink is positioned to the right of the text 'На правах рукописи'. The signature is cursive and appears to read 'Павел Николаевич Страхов'.

СТРАХОВ ПАВЕЛ НИКОЛАЕВИЧ

**НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И
МЕТОДЫ ЕЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**Специальность: 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и
газовых месторождений**

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени доктора
геолого-минералогических наук**

14 ФЕВ 2013

Москва – 2012 г.

Работа выполнена на кафедре промысловой геологии нефти и газа Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Научный консультант: Лобусев Александр Вячеславович – доктор геолого-минералогических наук. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина» профессор, заведующий кафедрой, декан.

Официальные оппоненты: Кузнецов Виталий Германович – доктор геолого-минералогических наук, профессор. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», профессор.

Милетенко Николай Васильевич – доктор геолого-минералогических наук. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, заместитель директора департамента.

Пороскун Владимир Ильич – доктор геолого-минералогических наук. Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ВНИГНИ), руководитель отделения.

Ведущая организация: ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых» (ИГиРГИ)

Защита состоится 26 марта 2013 г. в 15.00 на заседании Совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.200.02 при Российском государственном университете нефти и газа имени И. М. Губкина по адресу: 119991, Москва, ГСП-1, В-296, Ленинский проспект, дом 65. ауд. 232

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина.

Автореферат разослан «__» _____ 2013 г.

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



Е. А. Леонова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы: Создание и уточнение геологических моделей месторождений является неотъемлемым этапом при их разведке и освоении. Надежность созданных трехмерных геологических моделей и подсчета запасов исследуемых природных объектов во многом зависит от степени изученности характера изменений свойств продуктивных горизонтов. Выявление и оценка неоднородности продуктивных отложений является одной из главных проблем при разведке и на различных стадиях освоения залежей нефти и газа. Во многом, именно от корректности учета данного фактора зависит эффективность прогрессивных технологий освоения залежей углеводородов. Изучение и систематизация неоднородностей различных масштабных уровней при освоении залежи позволяют улучшить такие показатели, как объем добычи углеводородов, время и степень обводнения пластов, увеличение коэффициента извлечения нефти и т.д.

Актуальность исследования неоднородности нефтегазопродуктивных отложений связана также с увеличением доли залежей с трудно извлекаемыми запасами в структуре ресурсной базы углеводородов России, что определяет необходимость своевременной разработки новых подходов к изучению и моделированию их строения.

Цель работы: Исследование неоднородности нефтегазоносных отложений, как одного из определяющих факторов повышения эффективности проведения геологоразведочных работ и освоения месторождений нефти и газа.

Задачи исследования:

- Разработка и научное обоснование принципов типизации неоднородностей нефтегазопродуктивных отложений.
- Разработка методологии выявления и изучения разномасштабных пластовых неоднородностей.
- Исследование различных типов неоднородности.

- Научное обоснование методологии минимизации информационных потерь при геологическом моделировании природных объектов различных масштабных уровней.
- Систематизация и моделирование изменчивости свойств продуктивных отложений.
- Изучение характера влияния неоднородности продуктивных отложений на возможность повышения коэффициента извлечения углеводородов.
- Разработка и научное обоснование нового подхода к оценке добычных возможностей залежей нефти и газа.

Защищаемые положения:

1. Генетические принципы типизации явных и функциональных неоднородностей (литологический, тектонический, стратиграфический, техногенный и комбинированный типы), учитывающие масштабный уровень их проявления (микро, мезо и макро). Систематизация и учет пространственных соотношений генетических типов неоднородности, определенных по геолого-геофизическим данным, повышает адекватность геологических моделей сложнопостроенным месторождениям углеводородов.
2. Установленные закономерности формирования оптимальных зон существования карбонатных коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами для разновозрастных региональных нефтегазоносных комплексов. Выделено три зоны оптимального существования карбонатных коллекторов:
 - первая зона характерна для практически неперекристаллизованных карбонатных отложений кайнозойской и мезозойской групп, залегающих в интервале глубин 1,5-2,5 км (зона интенсивного развития процессов унаследованного выщелачивания);

- вторая зона – для карбонатных отложений, залегающих на глубине более 4,5 км (зона благоприятная для формирования пор и каверн нового образования);
 - третья зона – для карбонатных отложений, приуроченных к напряженным участкам (зонам сжатия). Локальное увеличение горного давления определяет развитие процессов выщелачивания и трещинообразования.
3. Научное обоснование необходимости учета при подсчете геологических запасов и вовлечения в освоение залежей всего объема нефтегазонасыщенных пород, в том числе, со значениями фильтрационно-емкостных свойств меньше кондиционных, как дополнительного источника углеводородов. Данный подход к моделированию залежей и подсчету запасов в условиях ухудшения структуры ресурсной базы углеводородного сырья Российской Федерации позволяет учесть весь нефтегазовый потенциал месторождений и служит информационной основой создания эффективных технологий разведки и освоения залежей нефти и газа.
4. Научные основы комплексного анализа геолого-геофизических данных при моделировании разномасштабных неоднородностей. Применение стохастических методов при моделировании нефтегазонасыщенных объектов позволяет повысить достоверность выявления и оценки особенностей их строения, а также осуществлять корректное комплексирование разномасштабных геолого-геофизических методов, имеющих различную точность определения свойств изучаемых объектов, минимизировать информационные потери и повысить адекватность геологических моделей.

Научная новизна:

- Проведена типизация неоднородности нефтегазонасыщенных пород, учитывающая генезис и масштабный уровень исследуемых объектов.
- Впервые выделены две разновидности неоднородности – явные (соответствуют существенным изменениям свойств по площади и/или

разрезу, которые фиксируются различными геолого-геофизическими методами) и функциональные (включают существенные нарушения или отклонения от выявленных зависимостей, трендов, распределений и т.д.).

- Разработан новый подход к учету результатов исследований разномасштабных пластовых неоднородностей, позволяющий минимизировать информационные потери.
- Уточнено положение зон оптимального существования карбонатных пород-коллекторов. Выделяются три зоны, причем зона, приуроченная к напряженным участкам сжатия – впервые.
- Научно обоснован новый подход к построению трехмерных геологических моделей и подсчету запасов углеводородов, предопределяющий необходимость учета всех нефтегазонасыщенных пород, включая разности, фильтрационно-емкостные свойства которых меньше кондиционных значений. Предлагаемая методология, как существенно увеличивает геологические запасы углеводородов, так и стимулирует создание новых технологий разработки залежей нефти и газа, в том числе с трудноизвлекаемыми запасами.
- Обоснованы рекомендации по освоению залежей углеводородов на основе анализа неоднородностей продуктивных карбонатных отложений техногенного генезиса.

Практическая значимость. Разработанная система изучения неоднородности продуктивных отложений позволяет повысить надежность геологических моделей залежей благодаря минимизации информационных потерь при сопоставлении результатов исследований объектов различных масштабных уровней. Приведенное обоснование необходимости усовершенствования системы подсчета запасов углеводородов стимулирует создание новых технологий освоения залежей нефти и газа. Разработанный метод определения газопроницаемости по данным ГИС был использован при изучении Крапивинского месторождения (патент № 2092878 от 10.10.97).

Внедрение результатов работы. Результаты работы были использованы в научно-производственных отчетах:

- Оценка перспектив нефтегазоносности верхнепалеозойско-силурийских отложений в пределах лицензионного участка ООО «Компания Полярное Сияние» (№ 2406-КПС-09/8-09 от 04.03.2009);
- Отчет о результатах 3-х-мерной сейсморазведки МОГТ на лицензионном участке Северо-Губкинского и Присклонового месторождений (№ Л/с 31-05 от 01.02.2005)
- Отчет о переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д в западной части Ватьеганского месторождения с целью уточнения геологического строения и структуры запасов (№ 04С0513 от 06.04.2004)
- Отчет о результатах проведения детальных сейсморазведочных работ методом 3Д на участке Нонг-Еганского месторождения (№ 196/45784016/94 от 01.12.2002);
- Отчет о результатах детальных сейсморазведочных работ методом 3Д в зоне сочленения Урьевского и Чумпасского месторождений (№ 196/45784016/156/24 от 25.01.2002);
- Отчет о результатах проведения сейсмической съемки 3Д на северном участке Южно-Конитлорского месторождения (№ 131 от 5.04.2001);
- Отчет о результатах детальных сейсморазведочных работ на Курраганской площади (№ 60/99-МФ/196/45784016/071/678 от 29.10.1999);
- Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3Д на Юккунском участке Северо-Покачевского месторождения (№ 59/99-МФ/196/45784016/070/679 от 29.10.1999);
- Отчет о результатах проведения сейсмической съемки 3Д в северо-восточной части Южно-Ягунского месторождения месторождений (№ 37 от 15.02.1996).

По теме диссертации опубликовано 42 печатные работы, в том числе 21 статья – в журналах, рекомендованных ВАК, патент на изобретение и 1 монография.

Апробация работы и публикации. Результаты выполненных исследований и основные положения работы докладывались на IV Всесоюзной конференции «Коллектора нефти и газа на больших глубинах», 1987 г.; XIV Губкинских чтениях "Развитие идей И. М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела", 1996 г.; IV научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», 2001 г.; V научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», 2002 г.; VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», 2003 г.; VII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», 2004 г.; VIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», 2005 г.; научно-практическом семинаре ВНИИГаз "Проблемы и перспективы изучения и освоения углеводородного потенциала глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов мира", М., 2010 г.; рабочем семинаре «Литология в нефтегазовых целях», Санкт-Петербург, 2008 г.; симпозиуме EAGE «Продуктивные клиноформные комплексы и возможности современной сейсморазведки», Тюмень, 2011 г.; XIX Губкинских чтениях "Развитие идей И. М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела", М., 2011 г.; IX Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», М., 2011; VII Всероссийском съезде геологов, М., 2012 г.; семинаре ГКЗ «Вопросы разработки и оценки извлекаемых запасов нефти на поздней стадии эксплуатации месторождений», М., 2012 г.

Объем и структура работы. Диссертационная работа изложена на 261 странице, в том числе содержит 111 рисунков, 13 таблиц. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения и списка использованной литературы из 105 наименований.

Фактический материал. Работа основывается на результатах изучения геолого-геофизических данных по 27 месторождениям Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской, Прикаспийской, Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинций (НГП). Проанализированы промыслово-геологические материалы (изучены параметры работы 329 скважин в процессе разработки), а также промыслово-геофизические данные и результаты литолого-петрофизических исследований керна (обобщены результаты определения пористости по 24 330 образцам, проницаемости – 16 819, остаточной водонасыщенности – 7 093, акустических исследований – 923, гранулометрических анализов – 384, описания шлифов – 2 241) по 621 скважине.

Диссертационная работа выполнена на кафедре промышленной геологии нефти и газа Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина.

Автор выражает искреннюю благодарность за оказанную помощь при работе над диссертацией за квалифицированные советы и консультации научному консультанту д.г.-м.н., проф. Лобусеву А.В., а также: д.г.-м.н., проф. Гаврилову В.П.; д.г.-м.н., проф. Керимову В.Ю.; д.г.-м.н., проф. Постникову А.В.; д.г.-м.н., проф. Постниковой О.В.; д.г.-м.н., проф. Филиппову В.П.; д.г.-м.н., проф. Чоловскому И.П.; сотрудникам кафедры промышленной геологии нефти и газа РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина и дирекции по геологии и разработке ОАО «Газпром нефть».

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Типизация литолого-петрофизических неоднородностей продуктивных отложений и масштабные уровни их исследований

В данной главе рассматриваются вопросы по выявлению и типизации неоднородностей продуктивных отложений. Во многом, именно их недоучет определяет существенное уменьшение эффективности применения прогрессивных технологий воздействия на пласт. Происходит снижение темпов добычи углеводородов, преждевременное обводнение пластов, уменьшение коэффициента извлечения нефти и т.д.

Под неоднородностью продуктивных отложений в первую очередь понимается существенные изменения в пространстве их литолого-физических свойств. Особое место занимают исследования особенностей изменчивости коллекторских свойств продуктивных пластов, их характера насыщения и параметров вмещающих отложений, которые часто выполняют функции флюидоупора. Вызывает интерес характер распространения вещественного состава и строения пород по площади и разрезу. Рассмотрим основные характеристики, которые следует рассматривать вне зависимости от того, по какому параметру исследуется неоднородность пласта (рисунок 1).

Очень важно диагностировать генезис неоднородности продуктивного горизонта. Представляется целесообразным выделять по генетическому признаку следующие типы: литологический, тектонический, стратиграфический, техногенный и комбинированный.

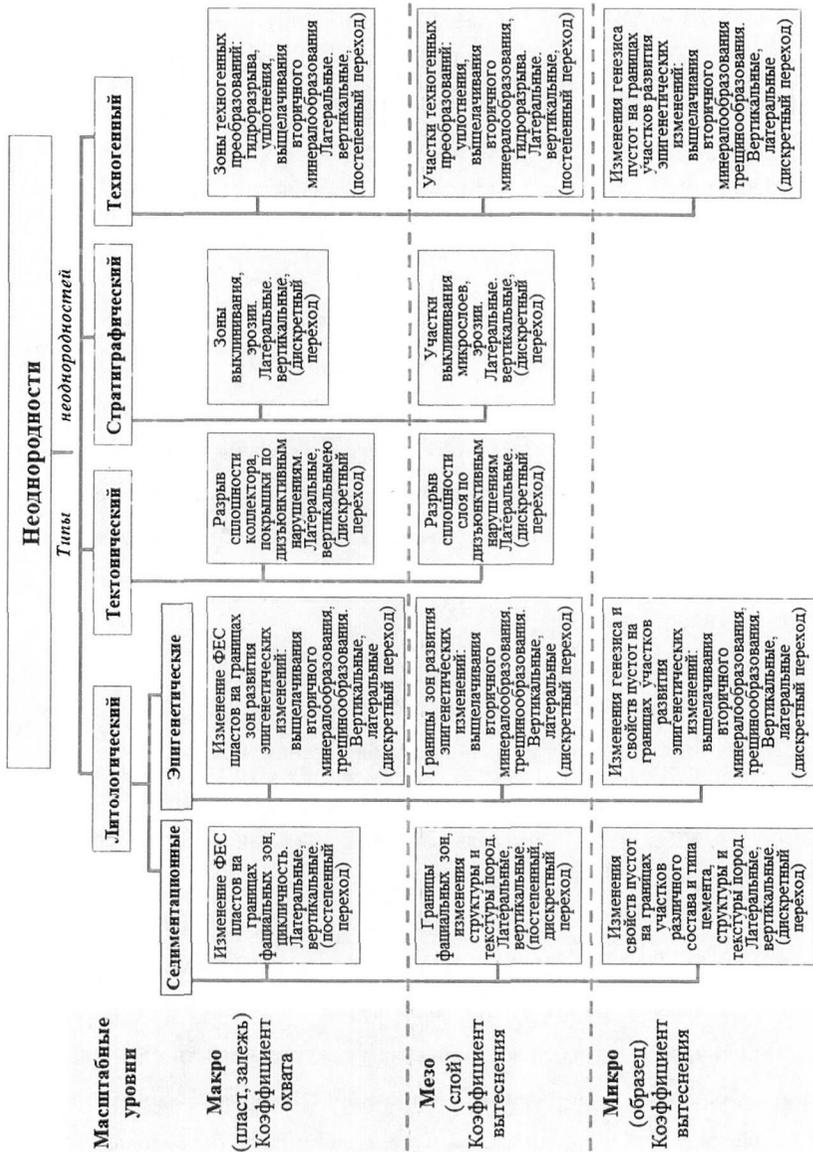


Рисунок 1. Схема типизации неоднородности

Наряду с генезисом в качестве одной из важнейших характеристик при изучении неоднородности следует рассматривать масштаб. Объекты более высокого масштабного уровня, как правило, характеризуется появлением новых свойств, что влечет за собой необходимость вносить корректировку в методологию их исследований. Происходит расширение круга информативных методов. При этом возникают методические проблемы корректного учета результатов исследований объектов более низкого масштабного уровня. В нефтегазопромысловый геологии особый интерес вызывают три масштабных уровня исследований: микро (порода), мезо (слой) и макро (пласт, залежь).

Кроме этого, при изучении характера неоднородности следует учитывать, что существуют две ее разновидности – явные и функциональные (скрытые). Под явными понимаются существенные изменения свойств по площади и разрезу, которые фиксируются различными геолого-геофизическими методами. К функциональной разновидности относятся существенные изменения зависимостей между анализируемыми параметрами или отклонения от выявленных функций, трендов, распределений и т.д.

Для масштаба микро-уровня характерен комплекс исследований отдельных пород. Строение пустотного пространства зависит от структурно-текстурных особенностей породы, типа и содержания цемента и характера развития постседиментационных преобразований. Неоднородности строения пород и пустотного пространства, во многом, определяют проницаемость, остаточные водоносаченность и нефтенасыщенность и, следовательно, коэффициент вытеснения нефти. Оценка неоднородности пустотного пространства осуществляется на основании петрографических исследований шлифов и пришлифовок, порометрии и томографии.

На микро-уровне отчетливо проявляется изменчивость в строении пустотного пространства. Во-первых, в одном образце может сосуществовать несколько генетических разновидностей пустот, формирование которых, в ряде случаев, осуществлялся практически независимо друг от друга.

Во-вторых, при изучении шлифов прослеживается изменчивость структурно-морфологических особенностей даже пустот одинакового происхождения.

В-третьих, часть пустот, существовавших на более ранних стадиях развития отложений, в настоящее время прекратили свое существование в результате проявления процессов вторичного минералообразования.

В-четвертых, достаточно часто фиксируется анизотропия распространения петрофизических свойств в породе.

Неоднородности микро-уровня во многом определяют величину коэффициента вытеснения.

Масштабу мезо-уровня соответствуют изучение петрофизических и литологических свойств слоя. В данном случае результаты определенных литолого-петрофизических свойств ядра при наличии представительной выборки могут быть использованы для определения неоднородности рассматриваемых свойств слоя по площади и по разрезу. На этом этапе также анализируются и результаты интерпретации промыслово-геофизических данных, для которых слой, по существу, является минимальным объектом исследования. В рассматриваемом случае промыслово-геофизические материалы используются для прослеживания характера латеральных изменений свойств слоя.

При сопоставлении петрофизических параметров, определенных по ядру и на основании промыслово-геофизических данных, возникают определенные проблемы. Не смотря на то, что часто отмечается достаточно хорошая сходимости значений, определенных различными методами, полного совпадения параметров не происходит. Результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований позволяют получить интегральные характеристики большего объема пород, чем при исследовании ядра. Кроме этого необходимо учитывать, что в поле зрения геофизических исследований попадают отложения, залегающие в непосредственной близости от скважины, тогда как ядро отбирается в процессе ее бурения, именно внутри ствола.

В данном случае, на основании статистической обработки результатов лабораторных исследований керна и результатов интерпретации промыслово-геофизических данных, дается более точная оценка коэффициента вытеснения. Кроме этого получается информация для локального определения коэффициента охвата.

Макро-уровень подразумевает исследование литолого-петрофизических свойств продуктивных отложений в масштабе пласта (залежи). Определение характера изменчивости фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений базируется на результатах лабораторных исследований керна, интерпретации промыслово-геофизических данных и материалов полевой геофизики. Во многом, именно неоднородность данного уровня определяют значения коэффициент охвата. О наличии основных типов неоднородностей коллекторских свойств продуктивного пласта можно судить на основании, как статистического анализа коллекторских свойств, так и результатов сопоставления ряда петрофизических параметров.

Материалы промысловой геологии позволяют сделать оценку характера площадных изменений свойств отложений. Например, интересные закономерности наблюдаются при изучении строения продуктивных карбонатных отложений фаменского яруса ряда месторождений Хорейверской впадины. В частности, было замечено, что коэффициент продуктивности скважин, зависит не только от пористости и эффективной толщины. Определенное влияние на фильтрационные свойства отложений также оказывает и состав пустот, качественная оценка которого основывается на результатах сопоставления акустических и радиоактивных методов. В упрощенном виде оценка неоднородности пустотного пространства может быть выполнена с помощью показателя «параметр типа пустот» (ПТП), который для каждого слоя определялся по формуле (1).

$$\text{ПТП} = \frac{K_{п}^{\text{НК}} - K_{п}^{\text{АК}}}{K_{п}^{\text{НК}}} \quad (1)$$

где $K_{п}^{\text{НК}}$ - пористость, определенная радиоактивными методами, д. ед.;

$K_{п}^{AK}$ - пористость, определенная акустическими методами, д. ед.

Увеличение содержания трещин сопровождается уменьшением величины параметра типа пустот. Аномальное увеличение данного показателя характерно для отложений с повышенным содержанием каверн. Очень часто скважины, вскрывшие отложения с ухудшенной пористостью, но при этом характеризующиеся достаточно большими значениями коэффициента удельной продуктивности, попали в зону аномального увеличения доли трещин в системе пустотного пространства.

В ходе исследований характера изменчивости пласта на макро-уровне высокой информативностью характеризуются сейсмические методы. Наряду с изменчивостью литологических и петрофизических параметров они позволяют выделить неоднородности стратиграфического и тектонического типов.

Накопленный нефтяной геологией опыт показывает, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов не остаются постоянными, а изменяются в процессе эксплуатации залежей. По существу, техногенные изменения отличаются от природных постседиментационных преобразований только масштабами и скоростью развития. Первые осуществляются значительно быстрее, но затрагивают сравнительно небольшую часть пласта, к которой приурочена разрабатываемая залежь. В результате нарушения равновесия, вызванного антропогенным фактором, отмечается развитие комплекса процессов, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений.

Глава 2. Исследования неоднородности карбонатных отложений

В данной главе анализируются типы неоднородности, выявляемые при изучении карбонатных отложений. Формирование пустотного пространства – сложный многофакторный процесс. Он не заканчивается на стадии седиментогенеза, а продолжается на протяжении всей истории развития отложений. Практически постоянно происходит одновременное уменьшение емкости одних пустот и увеличение других, определяя последовательное

утрачивание зависимости фильтрационно-емкостных свойств от особенностей развития процессов осадкообразования.

Рост температуры и давления, вызванный погружением отложений, определяет начало перехода карбонатного материала в новое более устойчиво существующее в данной обстановке состояние, характеризующееся меньшим уровнем свободной энергии. Одним из способов такого перехода является перекристаллизация, приводящая к ликвидации более мелких кристаллов и росту на их месте более крупных. Вместе с тем, увеличение температуры и давления создает благоприятную обстановку для преимущественного "выживания" кристаллов с более ровными гранями, так как приближение формы данных разностей к оптимальной, определенной их кристаллической решеткой, сопровождается, снижением поверхностной и, следовательно, собственно свободной энергии. Аналогичная зависимость между размерами кристаллов и их формой была описана Силаевым В.И. (1976 г.) при изучении карбонатных пород ордовикской системы Центрального Пай-Хоя. Таким образом, если кристаллические решетки ориентированы в породе хаотично, то появляется возможность существования контактов между карбонатными кристаллами через вершины и ребра и *образования пространства, заполнение которого твердой фазой энергетически не выгодно*. Образуются межкристаллические поры перекристаллизации. Увеличения температуры и давления, при которых протекают процессы перекристаллизации, определяют не только более широкое распространение кристаллов больших размеров, но и способствует улучшению емкостных свойств рассматриваемых пустот. Карбонатный материал, не использованный растущими кристаллами, частично осаждается в пустотах, формирование которых началось на стадии седиментогенеза, а также частично выноситься за пределы данных отложений.

Необходимо отметить, что в случае изменения термобарических условий, вызванных уменьшением глубины залегания карбонатных пород, будут сняты энергетические ограничения возможности образования мелких кристаллов и "усложнения" формы крупных кристаллов. Это, в свою очередь, создаст

благоприятные условия для уменьшения объема межкристаллических пор вплоть до полной их ликвидации.

Данные положения находят подтверждение в результатах исследований характера изменчивости генезиса пустотного пространства карбонатных пород Прикаспийской, Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП.

В ходе исследований использовалась типизация перекристаллизованных карбонатных пород, предложенная Страховым П.Н. (1987 г.)

1 группа. Порода практически не изменена. Процессами перекристаллизации и доломитизации не затронуты ни форменные компоненты, ни хомогенный карбонатный материал (микрит).

2 группа. Процессы перекристаллизации или доломитизации затронули только хомогенный карбонатный материал. Форменные компоненты в аналогичные изменения не вовлекались.

3 группа. Порода значительно изменена. Процессы перекристаллизации или доломитизации воздействовали как на хомогенный карбонатный материал, так и на форменные компоненты, природа которых еще достаточно хорошо различима.

4 группа. Порода подверглась интенсивному воздействию процессов перекристаллизации или доломитизации, вследствие чего произошла нивелировка структурных различий между форменными компонентами и хомогенным карбонатным материалом.

Существует достаточно тесная связь между процессами перекристаллизации и кальцитизации известняков. Интенсивность заполнения палеопустот кристаллами вторичного кальцита, в основном, мало зависит от типа породы и ее возраста. Определяющую роль в данном случае играет характер развития процессов перекристаллизации в карбонатных отложениях.

Наименьшая интенсивность роста кристаллов вторичного кальцита в палеопорах, формирование которых началось на стадии седиментогенеза, отмечается в породах первой группы (ликвидировано 14,6 – 44,8%

первоначального объема данных пустот). Сравнительно более активно прошла кальцитизация в отложениях второй группы (25,3 – 57,2%). Наибольшая интенсивность развития процессов кальцитизации была зафиксирована в известняках третьей группы (59,6 – 94,2%). Необходимо отметить, что среди исследуемой коллекции не было встречено ни одного образца третьей группы, не подвергшегося воздействию процессов кальцитизации. В целом, приведенные данные позволяют говорить о существовании последовательного ухудшения емкостных свойств пустот, формирование которых началось на стадии седиментогенеза, по мере воздействия на известняки процессов перекристаллизации.

Процессы перекристаллизации оказали влияние на генезис пустотного пространства известняков. В неперекристаллизованных известняках доминируют первичные поры, иногда встречаются остаточные после вторичного минералообразования и практически отсутствуют пустоты унаследованного выщелачивания.

В известняках третьей группы уменьшается частота встречаемости пор и каверн, формирование которых началось на стадии седиментогенеза. Большая часть объема рассматриваемых пустот была ликвидирована в результате воздействия на данные породы процессов кальцитизации. Поры и каверны нового образования встречаются чаще и имеют, как правило, более хорошие емкостные свойства, чем в известняках второй группы.

В известняках четвертой группы не удалось диагностировать поры и каверны унаследованного развития. В виду сильной их преобразованности.

Воздействие процессов перекристаллизации на известняки определяет последовательное уменьшение емкости и частоты встречаемости пор и каверн, заложение которых произошло в момент аккумуляции карбонатных осадков, и одновременно способствует развитию пустот подтипа нового образования.

Вместе с тем, наблюдаются различия в особенностях формирования данных пустот в отложениях, развитие которых осуществлялось в неодинаковых геологических условиях. При изучении данной коллекции

отмечается, что в наиболее благоприятном положении находятся карбонатные породы нижнекаменноугольного отдела (месторождение Карачаганак). В относительно худших условиях развивались нижнепермские отложения (Карачаганак) и ниже-, среднекаменноугольные известняки (Тенгиз). Завершают данную последовательность породы нижнепермского отдела Оренбургского месторождения. Это нашло отражение и в структуре кристаллов хемогенной части пород. Как правило, кристаллы с наибольшими диаметрами (в среднем – 80 мкм) наблюдаются в отложениях нижнекаменноугольного отдела (месторождения Карачаганак). Более мелкие кристаллы матрицы известняков нижнекаменноугольного отдела (Тенгиз) и нижнепермского отдела (Карачаганак) – 45 и 40 мкм соответственно. Завершает данную последовательность известняки нижнепермского отдела Оренбургского месторождения (в среднем – 25 мкм).

Обратимый характер формирования пустот нового образования достаточно хорошо объясняет причины существования на территории Нюрольской впадины и Пудинского мегавала Западно-Сибирской НГП карбонатных отложений палеозойской группы с не очень хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Как правило, для пород Прикаспийской впадины, вскрытых в интервале глубин 4,5 – 6 км, отмечается прямая связь между размерами кристаллов матрицы и емкостными свойствами пор нового образования, в том числе пор перекристаллизации. Для карбонатных отложений палеозойской группы Нюрольской впадины и Пудинского мегавала, залегающих преимущественно в диапазоне глубин 2,5 – 3,5 км, такая связь практически отсутствует.

Размеры кристаллов матрицы карбонатных пород Нюрольской впадины и Пудинского мегавала достигают 100 мкм и больше. По всей видимости, процессы перекристаллизации воздействовали на карбонатные отложения в то время, когда они находились на большей глубине, чем в настоящее время (3,0 – 3,2 км). Изменение термобарического режима, вызванного их подъемом, определило снятие рассмотренных раньше энергетических ограничений

заполнения межкристаллического пространства твердой фазой. Похожая картина фиксируется при изучении карбонатных отложений девонского отдела Хореверской впадины.

Проведенный анализ позволяет говорить, что результаты воздействия на карбонатные отложения процессов перекристаллизации в условиях господства высоких температур и давлений является основной причиной сохранения пор и каверн в карбонатных отложениях, залегающих на больших глубинах.

Возможность существования карбонатных пород-коллекторов во многом определяют особенности развития процессов выщелачивания. В частности, Минским Н. А. (1979 г) установлена зона оптимального существования коллекторов на глубине 1,5-2,5 км, которая была выявлена в результате исследований карбонатных отложений мезозойской группы. Необходимо отметить, что данная закономерность справедлива для случая прогрессивного развития эпигенеза. В случае регрессивных движений земной коры следует ожидать нарушение данного положения. Особенно это актуально для перекристаллизованных карбонатных пород.

В карбонатных отложениях регулярно происходит растворение породообразующих минералов в одних участках объекта и одновременное их осаждение в других. Данный комплекс преобразований является одним из способов восстановления равновесного состояния, нарушенного в результате внешнего воздействия на систему. В частности, развитие процессов выщелачивания в ряде случаев является *реакция карбонатных отложений на локальное перераспределение горного давления.*

Если в определенной части пласта локально создается повышенное горное давление, например, в зоне сжатия, то это повлечет за собой относительное увеличение давления поровых вод. Для начала фильтрации и последующего сжатия пустот необходимо достижение критического значения градиента давления. Однако в замкнутой системе пласта создать такую обстановку, очевидно, достаточно сложно. Наиболее вероятно, что удаление воды из уплотняющихся пустот будет происходить в соответствии с основными

закономерностями гидродинамики медленных потоков (Арьс А.Г., 1984 г.). В этом случае скорость удаления воды из пустот будет на несколько порядков ниже, чем при фильтрации. Таким образом, внутри карбонатного массива будут соседствовать пустоты или системы пустот, в которых сравнительно долго существует относительно повышенное поровое давление. Учитывая, что давление положительно влияет на растворимость карбонатных минералов, правомерно сделать предположение о существовании в относительной близости друг от друга растворов, имеющих различную концентрацию. Последнее благодаря диффузионным процессам определит перемещение карбонатного материала внутри массива. Карбонатный материал после попадания в область господства пониженных давлений будет способствовать созданию пересыщенного раствора, что повлечет за собой его кристаллизацию.

Приуроченность коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами к напряженным зонам подтверждают результаты анализа продуктивных карбонатных отложений ряда месторождений: Северо-Останинского, Урманского, Малоического (Западно-Сибирской НГП), Дюсушевского, Восточно-Колвинского, Ардалинского, Ошкотынского, Центрально-Хореверского (Тимано-Печорской НГП). Также сравнительно более активное воздействие процессов выщелачивания на карбонатные отложения палеозойской группы, залегающих в пределах сводовых частей высокоамплитудных поднятий Волго-Уральской НГП (Морозов В.П., 2008), в принципе, можно рассматривать в качестве косвенного подтверждения данного положения.

В целом, выделяются три зоны оптимального существования пор и каверн. *Первая зона* расположена в интервале глубин 1,5 – 2,5 км. Она достаточно детально описана Н.А. Минским (1979). В этой зоне активно развиваются процессы унаследованного выщелачивания, которые определяют развитие одноименных пустот в слабо перекристаллизованных карбонатных отложениях мезозойской и кайнозойской групп.

Вторая зона оптимального существования пор и каверн находится на глубине больше 4,5 км. В этой области происходит активное развитие процессов перекристаллизации и сопутствующее им формирование пор и каверн нового образования. Как правило, наиболее благоприятным является нахождение в данной зоне карбонатных отложений палеозойской группы.

Третья зона приурочена к напряженным участкам (зонам сжатия) пласта, представленного карбонатными отложениями. По-существу, успешность проведения поисково-разведочных работ и эффективность разработки залежи во многом определяется надежностью их выявления. Локальное увеличение давления в напряженных участках положительно влияет на интенсивность развития процессов выщелачивания и трещинообразования.

Глава 3. Исследования неоднородности терригенных отложений

В данной главе исследуется неоднородность, фиксирующаяся в продуктивных пластах, представленных терригенными отложениями. По ряду месторождений Западно-Сибирской НПП (Вать-Еганское, Кураганское, Кустовое, Нивагальское, Нонг-Еганское, Пякяхинское, Северо-Губкинское, Урьевское, Чумпасское, Южно-Конитлорское, Южно-Покачевское, Южно-Ягунское и Ярайнерское) проведено изучение характера изменения литолого-петрофизических свойств пород микро-, мезо- и макромасштабных уровней. При этом анализировались как явные, так и функциональные разновидности неоднородности.

Отличительная особенность терригенных отложений является наличие широкого спектра фациальных обстановок, в которых осуществляется их седиментация, и, часто, полиминеральный состав аккумулируемых осадков. Это определяет необходимость корректного учета неоднородности петрофизических свойств продуктивных отложений, так как от этого во многом зависит эффективность освоения залежей нефти и газа.

На основании комплексного изучения по сейсмическим и скважинным данным отложений васюганской свиты ряда месторождений западной части

Нижнеартовского свода установлено, что участки изменения свойств волнового поля в интервале залегания пласта достаточно часто совпадают с областями локального ухудшения гидропроводности резервуара.

По материалам бурения и результатам интерпретации данных сейсморазведки выделяются тела и блоки внутри продуктивных пластов, которые обособливаются друг от друга благодаря изменчивости петрофизических свойств. От корректности их учета во многом зависят коэффициенты охвата, заводнения и, следовательно, коэффициент извлечения нефти.

В данной главе приводится анализ изменчивости коллекторских свойств продуктивных отложений. В качестве одного из примеров приводятся соответствующие графики для ряда пластов Ярайнерского месторождения (рисунок 2). Средняя глубина залегания пласта АВ₇ составляет 2157 м, БВ₁ – 2185 м, БВ₈ – 2592 м и ЮВ₁ – 2913 м. В целом прослеживается общая тенденция ухудшения коллекторских свойств вниз по разрезу. Однако при сопоставлении соответствующих зависимостей отмечается, что для более древних пород характерна тенденция увеличения проницаемости при той же самой пористости. Так, если среди образцов пласта АВ₇ встречаются представители с пористостью больше 20% и при этом имеющие проницаемость меньше 10^{-15} м^2 (то есть формально относящиеся к неколлекторам), то в коллекции пород пласта ЮВ₁ не встречены представители с такими плохими фильтрационными свойствами при пористости больше 15%. Отметим, что данные особенности связи между пористостью и проницаемостью различных пластов характерны для многих месторождений Западно-Сибирской НГП.

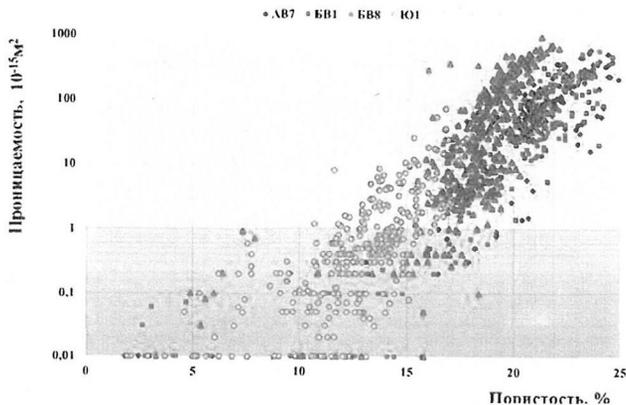


Рис. 2. Соотношение пористости и проницаемости Ярайнерского месторождения

Было проведено сопоставление остаточной водонасыщенности различных пластов ряда месторождения, рассчитанных для групп пород, имеющих близкие значения пористости. Для групп с пористостью, не превышающей 10%, наименьшие значения рассматриваемого параметра, в общем, характерны для более древних пород. Для разностей с более хорошими емкостными свойствами наблюдается обратная картина. Меньшие значения данного параметра чаще характерны более молодым отложениям. Учитывая, что остаточная водонасыщенность, так или иначе, отражает сложность строения пустотного пространства, то правомерно говорить, что по мере увеличения глубины залегания в составе пустот пород со сравнительно небольшой пористостью появляются разновидности, имеющие улучшенные фильтрационные свойства. В данном случае должна идти речь о более интенсивном формировании трещинного типа пустот в низкоемких более древних породах.

Связь между пористостью и проницаемостью имеет вероятностный характер, что необходимо учитывать при оценке фильтрационного потенциала продуктивных отложений. В частности, связь между вероятностью отнесения породы к коллекторам по проницаемости (не меньше 10^{-15} м^2) от пористости с

большой степени достоверности ($R^2 = 0,95-0,99$) аппроксимируется формулой 2:

$$P_k^{\text{кern}} = 1 - \exp[-\exp(A \cdot K_n^{\text{кern}} - B)] \quad (2)$$

где $P_k^{\text{кern}}$ - вероятность отнесение образца к коллекторам, д. ед.;

$K_n^{\text{кern}}$ - пористость, определенная по керну, д. ед.,

A, B - коэффициенты пропорциональности.

Прослеживается общая закономерность увеличения вероятности формирования фильтрующей системы, по мере увеличения глубины залегания. В целом для всех пластов характерно наличие образцов, имеющих пористость меньше кондиционных значений, но относящихся к коллекторам по проницаемости. Также встречаются породы, которые по своим емкостным свойствам можно относить к коллекторам, но при этом они коллекторами не являются.

Вероятностный характер связи между фильтрационными и емкостными свойствами пород необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС. Очевидно, слои, для которых содержание пород, формирующих фильтрующую систему пласта, составляет не более 10-20%, наиболее вероятно, что по качественным промыслово-геофизическим признакам они будут рассматриваться, как неколлектор.

При сравнении характеров распределений коллекторских свойств пород различных пластов месторождений прослеживается практически идентичная картина. По мере увеличения возраста и, соответственно, глубины залегания продуктивных пластов, происходит общее уменьшение пористости и проницаемости соответствующих выборок. Особенности распределения остаточной водонасыщенности при этом показывают, что в целом происходит определенное усложнение строения пустотного пространства пород. В частности, отмечается относительное увеличение остаточной водонасыщенности в более древних породах. Общее уменьшение данного параметра определяется присутствием в коллекциях более молодых пластов

большого количества высокочемких образцов, представляющие коллектора порового типа. Присутствие в составе порового пространства данных разностей большого количества хорошо сообщающихся между собой пор определяет, как снижение содержания физически связанной воды, так и увеличение проницаемости. Очень часто в данном регионе наблюдается тенденция уменьшения кондиционных значений пористости по мере увеличения возраста пластов. Процессы уплотнения определяют нарушение связей между гранулометрическим составом и фильтрационно-емкостными свойствами.

Неравномерное уплотнение пород периодически приводит к возникновению внутри пласта локальных зон с повышенным пластовым давлением, которое, в свою очередь, предопределяет образование трещин на границах пород с различными ФЕС. Данный тип пустот может формироваться также и в отложениях, которые раньше не относились к коллекторам. Именно благодаря этому на фоне общего ухудшения коллекторских свойств отложений по мере увеличения глубины их залегания, имеет место распространение пород, которые при равной пористости имеют преимущественно лучшую проницаемость относительно более молодых аналогов.

Наряду с вышеизложенным необходимо учитывать, что в породах с плохими фильтрационными свойствами тоже происходит перемещение флюидов. Данный процесс идет не в соответствии с законом Дарси, а описывается положениями гидродинамики медленных потоков (Арье А.Г., 1984 г.). При определенных условиях углеводороды могут попадать из вмещающих отложений с ФЕС ниже кондиционных значений в общую дренирующую систему пласта и, таким образом, достигать добывающих скважин. Развитие аналогичных процессов происходит в ходе эволюции элизионного режима развития артезианских бассейнов. В связи с этим, при оценке запасов углеводородов представляется целесообразным также учитывать нефтенасыщенные породы, проницаемость которых, ниже кондиционных значений. Неполучение из таких отложений притока в ходе опробования не следует рассматривать в качестве окончательного диагноза.

Данные породы постепенно отдают нефть в пласт в процессе разработки залежи. Здесь следует учитывать временной фактор. Отметим, что не существуют абсолютно непроницаемые породы. Есть только нефтегазонасыщенные объекты, из которых мы сегодня еще не можем извлечь углеводороды, или применение существующих технологий ограничивается экономическими причинами.

Отметим, что при выявлении коллекторов в действующей редакции наряду с ФЕС пород, с технологическим и экономическим факторами, необходимо учитывать еще и свойства флюидов. Например, при изучении газонефтяной залежи с аномально высоковязкой нефтью возможна ситуация, когда из отложений одного и того же пласта, имеющих практически идентичные коллекторские свойства, в скважине, вскрывшей зону свободного газа, фиксируется приток флюида, тогда, как в пределах чисто нефтяной пласт классифицируется, как сухой. Отметим, что в нефтяной геологии рассматривается термин «фазовая проницаемость», но отсутствует понятие о «фазовом коллекторе».

Представляется целесообразным признать, что существующую в настоящее время практику игнорирования при подсчете запасов нефтенасыщенных пород с пористостью и/или проницаемостью меньше кондиционных значений следует подвергнуть ревизии. Происходит не только занижение геологических запасов. Главное – существующий подход негативно влияет на создание новых технологий освоения залежей углеводородов. Именно в освоении запасов нефти и газа, приуроченных к породам, которые сегодня считаются неколекторами, заложены, как существенное увеличение добычного потенциала месторождений, так и улучшают перспективы открытия новых залежей углеводородов. В частности, на шумевшая в последнее время проблема сланцевых газа и нефти, только подчеркивает значимость предлагаемого подхода к оценке месторождений углеводородов.

На возможность извлечения углеводородов из пород, не формирующих общую дренирующую систему в пласте, косвенно указывают результаты

разработки месторождений. В частности, при разработке нефтяной части залежи, приуроченной к пласту V Анастасиевско-Троицкого месторождения, отмечается, что после прекращения закачки соответствующего агента в пласт, происходит уменьшение долевого участия водной субстанции в общем объеме добываемого флюида в соседних добывающих скважинах. Через определенное время после начала закачки воды, существенно возрастает относительное содержание воды в скважинах, расположенных на достаточно близком расстоянии. После завершения работы нагнетательной скважины, обводненность продукции добывающих скважин последовательно уменьшается, при этом увеличивается добыча нефти. По всей видимости, снижение пластового давления в дренирующей системе пласта, обусловленное прекращением его компенсации, создало благоприятные условия для фильтрации нефти из вмещающих отложений к данной скважине.

Заслуживает особого внимания анализ параметров скв. 175 при освоении залежи V Анастасиевско-Троицкого месторождения. Вначале, скважина использовалась в качестве добывающей. Накопленная добыча нефти на данном этапе составила 12,6 тыс. куб. м. Затем она была переведена в разряд нагнетательных. В этом качестве ее использовали 15 лет, в общей сложности было закачено 374 тыс. куб. м. После завершения данного этапа рассматриваемая скважина находилась в консервации 18 лет. Затем она была введена в действие в качестве добывающей скважины и проработала 7 лет, причем среднее содержание воды в добываемой жидкости составило 49,4%. Если бы добываемая нефть присутствовала только в коллекторах, такая ситуация просто не должна была иметь право на существование. Данный пример также можно рассматривать в качестве косвенного доказательства возможности поступления нефти из пород, находящихся в непосредственной близости от отложений, которые формируют устойчивую дренирующую систему.

В связи с этим, представляется целесообразным рассмотреть возможность ввода ряда изменений в существующую классификацию запасов. Наряду с

запасами нефти и газа, оцениваемыми традиционными методами, учитывать и углеводороды, приуроченные к плохо проницаемым нефтегазонасыщенным породам. При этом предлагается отдельно оценивать геологические запасы, приуроченные к породам с естественной дренирующей системой и техногенной. Это будет хорошим стимулом для создания новых технологий, позволяющих эффективно осваивать залежи с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. От успешности технологических разработок во многом зависят перспективы развития добычи нефти и газа в России. Одним из способов, стимулирующих вовлечение данных объектов в разработку, является периодическая ротация нагнетательных и добывающих. Происходящее в это время локальное уменьшение гидродинамического давления в районе скважин, которые сравнительно недавно переведены в разряд добывающих, будет способствовать притоку нефти в дренирующую систему. Также заслуживает внимание метод периодического прекращения работы нагнетательных скважин, что также будет способствовать извлечению нефти и газа из вмещающих отложений.

Глава 4. Минимизация информационных потерь при учете неоднородности более низкого уровня в ходе геологического моделирования

В данной главе рассматривается вопрос о комплексном учете результатов исследований объектов различных масштабных уровней. Переход на новый, более высокий масштабный уровень сопровождается появлением побочных эффектов. Также в ходе изучения целевых пластов начинают использовать другие методы, которые в ряде случаев имеют более грубую разрешающую способность. Вследствие этого часто возникают проблемы учета материалов предыдущих исследований.

Очевидно, корректный учет результатов исследований разномасштабных объектов, определяющий минимизацию информационных потерь, должен базироваться не только и не столько на результатах статистической обработки

данных, а на моделировании, при котором широко используются стохастические методы.

В частности, при моделировании свойств пласта, по результатам лабораторных исследований керна, хороший эффект может быть достигнут при грамотном применении генератора случайных чисел. В частности, это с успехом было использовано при изучении продуктивных терригенных отложений пласта Ю₁³⁻⁴ Крапивинского месторождения (Западно-Сибирская НГП).

Проанализированы коллекторские свойства пород, измеренные в лабораторных условиях. В результате были построены графики зависимостей между вероятностью отнесения породы к типу коллекторов и пористостью для различных пороговых значений проницаемости. Полученные данные были аппроксимированы формулой 2. Отметим очевидность асимптотики кривой. При пористости свыше 15% мы практически всегда имеем 100% коллекторов, а при значениях пористости меньше 5%, наоборот, коллектора практически отсутствуют. В данном случае, наибольший интерес представляет так называемая переходная зона (пористость между 5% и 15%), для которой вопрос отнесения пород к коллекторам или неколлекторам имеет большое практическое значение.

Использование в чистом виде формулы 2 при построении модели пласта сложно считать корректным. В данном случае, осуществляется переход исследований на более высокий иерархический уровень. В первую очередь необходимо учитывать, что зависимость фильтрационных свойств пород от емкостных не имеет линейный характер. Можно только допустить, что пористость слоя является средним значением емкостных свойств бесконечного количества образцов его слагающих. Относительно оценки фильтрационных свойств в подавляющем большинстве случаев так поступать нецелесообразно.

По данным лабораторных исследований керна, характер распределения пористости близок к нормальному закону. Отклонение от среднего значения пористости слоя, в основном, не превышает половину абсолютной ее величины.

Каждый слой виртуально разбивался на "N" условных пород, с одинаковыми размерами, которые соизмеримы с параметрами образца, исследуемого в лабораторных условиях. С помощью генератора случайных чисел каждому условному образцу придавалась величина пористости ($K_{порi}$), на основании которой по формуле 2 рассчитывается вероятность формирования фильтрующей системы i-го образца (P_{Ki}). В первом приближении вероятность формирования фильтрующей системы в пласте можно оценить по формуле 3:

$$P_K^{Пл} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{Ki}}{N} \quad (3)$$

В результате зависимость между вероятности формирования фильтрующей системы пласта аппроксимируется формулой 4.

$$P_K^{Пл} = 1 - \exp[-\exp(C \cdot K_{пор}^2 + D \cdot K_{пор} + E)] \quad (4)$$

где $P_K^{Пл}$ - формирования фильтрующей системы пласта, д. ед.;

$K_{пор}$ - пористость пласта, д. ед.;

C, D, E - эмпирические коэффициенты пропорциональности.

На основании имеющейся зависимости вероятности существования коллектора от пористости, можно рассчитать куб математического ожидания объема пустот, которые формируют фильтрующую систему (формула 5).

$$V_{пор} = \sum_{i=1}^n P_{Ki}^{Пл} \cdot K_{порi} \cdot V_i^{ЯЧ} \quad (5)$$

где $V_{пор}$ - математическое ожидание объема пустот, формирующих фильтрующую систему пласта, куб. м;

$P_{Ki}^{Пл}$ - вероятность существование коллектора в i-ой ячейки модели, д. ед.;

$K_{порi}$ - пористость i-ой ячейки модели, д. ед.;

$V_i^{ЯЧ}$ - объем ячейки, куб. м.

Подход к моделированию свойств объектов более высокого масштабного уровня, основанный на использовании генератора случайных чисел, можно также применить для оценки проницаемости пласта, на основании комплексирования данных ГИС и результатов лабораторных исследований керна. При этом необходимо учитывать различия способов определения

средней проницаемости объектов при параллельной и последовательной фильтрации.

Как известно, в первом случае средняя проницаемость определяется по формуле 6, во втором – 7.

$$K_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{пр}i} \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (6)$$

где $K_{\text{пр}}$ - средняя проницаемость, 10^{-15} м^2 ;
 $k_{\text{пр}i}$ - проницаемость i -ого слоя, 10^{-15} м^2 ;
 h_i - толщина i -ого слоя, м.

$$K_{\text{пр}} = \frac{\lg\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \lg\left(\frac{R_i}{R_{i-1}}\right) / k_{\text{пр}i}} \quad (7)$$

где R_c - радиус скважины, м;
 R_k - радиус контура питания, м;
 R_i - радиус i -го контура, м;
 R_{i-1} - радиус соседнего по направлению к скважине контура, м.

Также как и в предыдущем случае, при помощи генератора случайных чисел слой разбивался на N условных пород. При этом среднее значение пористости выборки соответствовало пористости слоя, определенного по данным ГИС. Для каждого виртуального объекта рассчитываются значения проницаемости по формуле 8, представляющей результаты аппроксимации лабораторных исследований керна.

$$K_{\text{пр}} = e^{a \cdot K_{\text{пор}} + b} \quad (8)$$

, где $K_{\text{пр}}$ - проницаемость, 10^{-15} м^2 ;
 $K_{\text{пор}}$ - пористость, д.ед.;
 a, b - коэффициенты пропорциональности.

Для каждого виртуального слоя по формуле 7 рассчитываются средние значения проницаемости, которые затем используются при оценке фильтрационных свойств слоя по формуле 6.

Данный подход к использованию лабораторных определений проницаемости по керну и материалов ГИС, при прогнозировании фильтрационных свойств пласта, был апробирован в ходе изучения терригенных отложений нижнемелового отдела Северо-Губкинского месторождения (Западно-Сибирская НГП). Для каждого пласта на основании анализа лабораторных исследований керна была выявлена зависимость между пористостью и проницаемостью (формула 8). С помощью генератора случайных чисел были построены модели около скважинных зон пластов. Для каждой виртуальной коллекции образцов выполнен расчет проницаемости по формулам 7 и 6. При этом отмечается достаточно хорошая сходимость с результатами исследования скважин методом КВД.

В данной главе также рассматриваются результаты прогнозирования проницаемости на основании моделирования по промыслово-геофизическим материалам характера влияния факторов, оказывающих доминирующее влияние на формирование данных свойств исследуемых пластов.

Глава 5. Использование сейсмических методов при геологическом моделировании неоднородности

В данной главе рассматриваются особенности использования материалов сейсморазведки при выявлении неоднородности и последующего ее учета при построении трехмерных геологических моделей.

Описываются способы получения из сейсмических данных информации о геологической неоднородности при явном дефиците скважинных данных. В частности, это относится к вопросам изучения доюрского комплекса Приобской нефтегазоносной области. В настоящее время широко распространено мнение, что доюрский комплекс представлен преимущественно эффузивными породами, среди которых эпизодически встречаются песчано-глинистые и карбонатные отложения. Однако материалы, полученные в результате проведения сейсморазведки 3Д, позволяют усомниться в обоснованности пессимистической оценки перспектив нефтегазоносности рассматриваемого

объекта. Полученные результаты показывают, что доюрский комплекс не представляет собой монотонную толщу. Фиксируется неоднородность мегауровня. Так в волновом поле выделяется как минимум 4 сеймостратиграфических комплекса, которые отделяются друг от друга поверхностями несогласия.

Тем не менее, основная информация о характере макро-неоднородностей строения продуктивных пластов получается в результате осуществления динамического анализа волнового поля, в ходе которого учитываются результаты бурения (рисунок 3).

На первом этапе совместно анализируются результаты интерпретации данных ГИС и сейсмических материалов. На основании проведенного анализа возможных вариантов строения каждого пласта, а также имеющихся зависимостей для формирования синтетических кривых плотности и акустической скорости и информации о свойствах сейсмического сигнала, проводится сейсмогеологическое моделирование.

Из рассчитанного синтетического волнового поля извлекаются и анализируются псевдосейсмические атрибуты. В результате выделяется группа наиболее информативных атрибутов для прогнозирования петрофизических свойств целевых отложений. Данные атрибуты извлекаются из реального волнового поля и исследуются в геостатистическом пакете. Они сопоставляются со скважинными данными (анализ интерпретации промыслово-геофизических данных, ГИС-фаций, петрографических и петрофизических исследований керна), а также с рассчитанными вариантами карт прогнозных параметров и материалами аналогичных работ по сопредельным территориям.

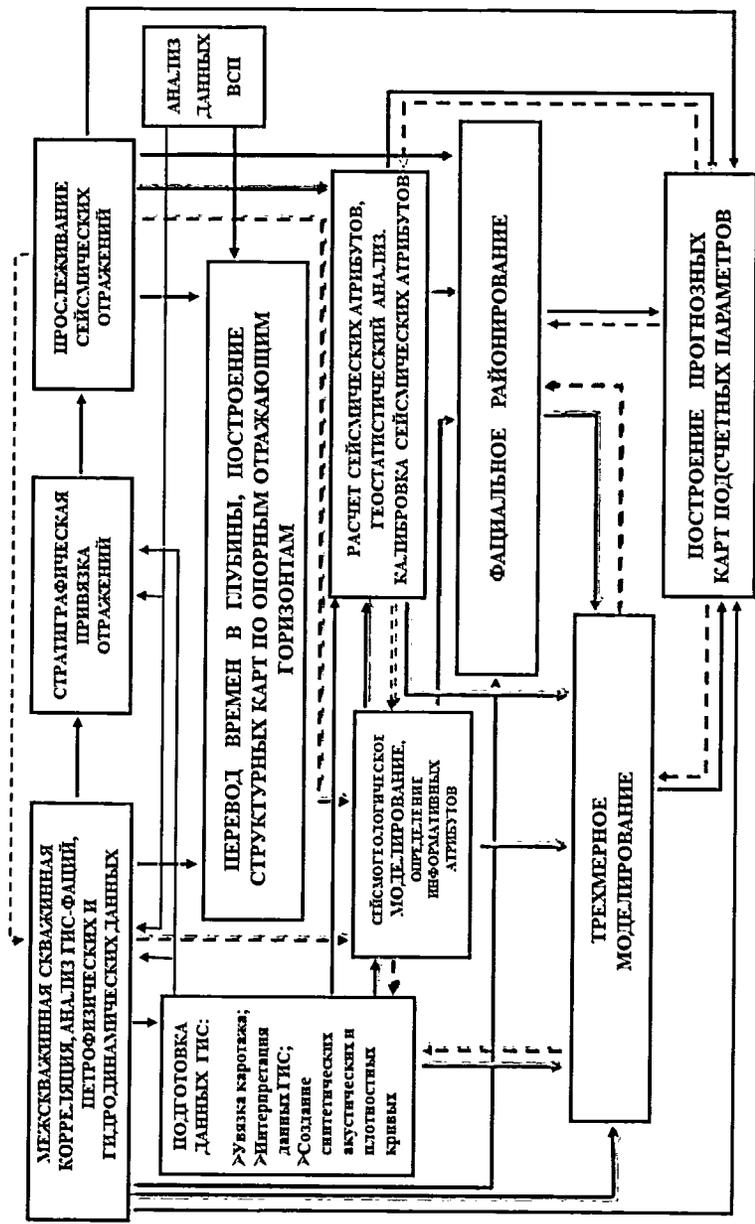


Рисунок. 3. Принципиальная схема построения геологической модели в процессе комплексной интерпретации данных сейсмозаписки и бурения.

В ходе работ выявляются и анализируются, как явные, так и функциональные разновидности неоднородности. При этом следует принимать во внимание, что изменчивость волнового поля контролируется не только литолого-петрофизическими свойствами пород целевых пластов. Необходимо учитывать также изменчивость акустических свойств вмещающих отложений.

При хорошей сходимости теоретических и наблюдаемых зависимостей, выполняется калибровка волнового поля на скважинные данные. Осуществляется первая итерация построения карт прогнозных параметров. В случае если анализируемые данные увязываются с требуемой точностью в генетически единый ряд палеоэкологических обстановок, выявленные зависимости и сейсмические атрибуты используются при трехмерном геологическом моделировании.

В качестве одного из примеров приводятся результаты исследований продуктивных отложений тюменской свиты среднеюрского отдела Южно-Конитлорского месторождения. Изучение данного объекта было осложнено рядом факторов. Во-первых, в составе исследуемого нефтепродуктивного горизонта выделяются два самостоятельных резервуара (пласты ЮС₂ и ЮС_{3.4}), гидродинамическая связь между которыми частично нарушена. Общая толщина группы пластов ЮС_{2.4} составляет в среднем около 30 м. Это существенно осложняет исследование сейсмическими методами каждого пласта в отдельности.

Во-вторых, в пределах исследуемого полигона сравнительно небольшая плотность пробуренных скважин (приблизительно одна скважина на 20 км²).

В-третьих, волновое поле, фиксируемое в области залегания отложений юрской системы, было местами искажено. Вызвано это было особенностями прохождения волн через толщу баженовской свиты, имеющей аномальное строение.

В-четвертых, отложения тюменской свиты континентального генезиса характеризуются существенной изменчивостью.

Среднее значение акустической скорости песчаников группы пластов ЮС₂₋₄ составляет 3930 м/с, плотность – 2,39 г/см³. Значения акустического импеданса пласта ЮС₂ мало отличается от нижележащих пластов ЮС₃₋₄. При этом пласт ЮС₂ имеет сравнительно небольшую общую толщину (от 3 до 9,5 м) и отделяется от подстилающих продуктивных отложений группы пластов ЮС₃₋₄ маломощным глинистым слоем. В результате пласт ЮС₂ практически не выделяется в волновом поле в качестве самостоятельного объекта. В связи с этим отложения данной группы пластов исследовались совместно.

Перекрываются отложения группы пластов ЮС₂₋₄ глинистой пачкой нижневасюганской подбиты верхнеюрского отдела. Ее общая толщина в среднем составляет 15 м. Она имеет неоднородное строение. Отложения, залегающие в нижней ее части (около 5 м), имеют наименьшую скорость (около 3000 м/с) и плотность (2,2 г/см³). В верхней части разреза описываемой толщи породы имеют сравнительно низкие скорости (около 3600 м/с), но достаточно высокие значения плотности (~2,5 г/см³). Вследствие этого, вблизи кровли глинистого слоя формируется отрицательное отражение. В свою очередь вблизи кровли группы пластов ЮС₂₋₄ фиксируется положительное отражение. Продуктивные породы группы пластов ЮС₂₋₄ подстилаются угленосной пачкой, которая характеризуется низкими значениями скорости (~2800 м/с) и плотности (2,15 г/см³). Это определяет формирование отрицательного отражения вблизи подошвы группы пластов ЮС₃₋₄.

Установлено, что при глинизации песчаников группы пластов ЮС₂₋₄ скорости изменяются незначительно. Вместе с тем при этом происходит увеличение плотности пород. Перепад плотностей составляет около 0,2 г/см³ (плотности в глинах – 2,55 г/см³, в чистых песчаниках-коллекторах – 2,35 г/см³). В данном случае именно плотность определяет величину акустического импеданса пород различных литотипов. В связи с этим, амплитуда положительного отражения, прослеженного вблизи кровли группы пластов ЮС₂₋₄, будет последовательно увеличиваться по мере глинизации песчаников. Вызвано это увеличением контрастности акустических жесткостей

между породами исследуемой группы пластов и низкоскоростными отложениями перекрывающего их глинистого слоя.

Данная закономерность подтверждается результатами сейсмогеологического моделирования. При глинизации группы пластов ЮС₂₋₄ наблюдается увеличение абсолютных значений амплитуд положительного отражения вблизи кровли пластов и отрицательного – вблизи их подошвы. В свою очередь, увеличение общей толщины пластов, как правило, сопровождается понижением частоты и увеличением временной толщины между экстремумами отражений от кровли и подошвы группы пластов ЮС₂₋₄.

Группа пластов ЮС₂₋₄ перекрывается низкоскоростными глинами, толщина и свойства которых хорошо выдержаны в пределах площади исследования. Это определяет формирование положительного отражения вблизи кровли группы пластов ЮС₂₋₄. Для нижней части разреза рассматриваемой толщи характерно присутствие углистых прослоев с небольшими значениями скоростей и плотностей, что приводит к формированию высоко амплитудного отрицательного отражения вблизи подошвы группы пластов ЮС₂₋₄. Пласт ЮС₂, имеющий сравнительно небольшую толщину, не выделяется в качестве самостоятельного объекта в волновом поле. Глинизация отложений группы пластов ЮС₂₋₄ определяет увеличение абсолютных значений амплитуд приуроченных к ним отражений. Увеличение эффективных толщин исследуемых отложений сопровождается понижением частоты, увеличением амплитуды, а также ростом временной толщины между отражениями, формирующимися соответственно вблизи кровли и подошвы группы пластов ЮС₂₋₄.

В данном случае, высокой информативностью при изучении неоднородности, характеризуется карта временных толщин между отражениями Ю_{гл} и ЮС_{4подошва}. Была установлена прямо пропорциональная зависимость между данным параметром и эффективной толщиной. Квадрат коэффициента корреляции составил 0,91, среднеквадратическая погрешность –

2,3 м. Отметим, что полученная зависимость, в принципе, характерна для отложений среднеюрского отдела Западной Сибири. Общеизвестно, что на территории палеосводов отложения исследуемых пластов достаточно часто глинизированы. В свою очередь, в районе развития самих палеоподнятий характерно сокращение временных толщин между рассматриваемыми отражениями.

Полученные зависимости были использованы при построении трехмерной геологической модели группы пластов ЮС₂₋₄. Использовался стохастический метод. При этом в качестве аргументов использовались рассмотренные раньше сейсмические атрибуты. Результаты моделирования позволили построить комплект карт для каждого пласта отдельно. В данном случае на основании моделирования было достигнуто совмещение информативности выделения вертикальных неоднородностей, определяемых по скважинным данным, и изменчивости по площади, определяемой по материалам сейсморазведки.

Также в данной главе рассматриваются примеры выделения неоднородностей при построении геологических моделей по ряду продуктивных пластов месторождений Приобской нефтегазоносной области. Приведенные данные убедительно указывают на необходимость более активного привлечения материалов сейсморазведки 3Д при построении трехмерных геологических моделей. В настоящее время при геологическом моделировании, к сожалению, очень часто из всего комплекса материалов сейсморазведки используются только структурные планы целевых горизонтов. Вместе с тем, мировой опыт построения цифровых геологических моделей доказывает, что интерполяция в межскважинном пространстве петрофизических параметров с учетом свойств волнового поля позволяет, как повысить точность оценки запасов, так и минимизировать геологические риски освоения залежей. Только при проведении моделирования можно наиболее полно использовать информацию о разномасштабных объектах нефтегазовой геологии.

Заключение

Изучение и систематизация неоднородности разномасштабных уровней продуктивных отложений является одним из ключевых вопросов, возникающих при освоении залежей нефти и газа. Во многом, именно от корректности учета данного фактора зависит эффективность использования прогрессивных технологий воздействия на пласт и, следовательно, достижений максимального значения коэффициента извлечения нефти и/или конденсата и т.д.

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Разработанная методология выявления, изучения и типизация пластовой неоднородности различных масштабных уровней, позволяет минимизировать информационные потери при комплексном использовании результатов исследований различных масштабных уровней.
2. Исследование и моделирование явных и функциональных разновидностей карбонатных отложений позволило выявить три зоны оптимального существования коллекторов.
 - первая зона установлена для, практически неперекристаллизованных карбонатных отложений мезозойской и кайнозойской групп, залегающих в интервале 1,5-2,5 км (зона интенсивного развития процессов унаследованного выщелачивания);
 - вторая зона – для карбонатных отложений, залегающих на глубине более 4,5 км (зона благоприятная для формирования пор и каверн нового образования);
 - третья зона – для карбонатных отложений, приуроченных к напряженным участкам (локальное увеличение горного давления определяет развитие процессов выщелачивания и трещинообразования).
3. Надежность выявления неоднородностей нефтегазопродуктивных отложений во многом определяет эффективность освоения залежей нефти и газа. В связи с этим, необходимо более активно использовать

стохастические методы при прогнозировании петрофизических свойств продуктивных отложений в межскважинном пространстве и в ходе построения трехмерных цифровых моделей.

4. Установлено, что аккумуляция и эпигенетические преобразования продуктивных отложений контролируют формирование явных и функциональных неоднородностей, определяющих условность существования границы между коллекторами и неколлекторами. В связи с этим, при освоении залежей углеводородов необходимо исследовать все нефтегазонасыщенные породы, включая те, которые формально не относятся к коллекторам. Это определит повышение эффективности недропользования, будет способствовать увеличению геологических запасов и, самое главное – станет серьезным стимулом создания новых технологий освоения нефтяных и газовых месторождений.
5. Разработаны научные основы комплексного анализа первичных геолого-геофизических данных при моделировании неоднородности различных масштабных уровней в целях оптимизации освоения залежей нефти и газа.

По теме диссертации опубликовано 42 печатные работы, в том числе 22 статьи в журналах, рекомендованных ВАК, 1 монография и 1 патент:

1. Арабаджи Е.М., Страхов П.Н. История формирования пустотного пространства в карбонатных отложениях Калинового месторождения. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 5, 1995, С. 15-17.
2. Белозерова Г.Е., Страхов П.Н. Генезис пор в карбонатных породах месторождения Карачаганак. // Информационный сборник ВНИИгазпром, вып. 4, 1989, С. 7-11.
3. Белозерова Г.Е., Страхов П.Н., Дмитриева Г.Ю., Лысак Н.В. Характеристика пустотного пространства карбонатных отложений

франского яруса Урманского месторождения. // Геология нефти и газа. № 2, 1995, С. 14-18.

4. Влияние эпигенетических процессов на характер развития пор и каверн в карбонатных отложениях. Страхов П.Н., Лобусев А.В., Нестеров А.В., Негода И.А. // Сборник трудов VIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, 2005, т.1, С. 51 – 56.

5. Геологическая информативность сейсморазведки ЗД при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (на примере площадей Когалымского региона) // Керусов И.Н., Страхов П.Н., Цыганова Н. Р., Потрясов А.А., Скачек К.Г., Шайхутдинов А.Н. // Сборник трудов VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, т.2, 2003, С. 11 – 17.

6. Информативность карт временных толщин между целевыми горизонтами при интерпретации материалов сейсморазведки. Керусов И.Н., Страхов П.Н., Керусова И.Э., Мирошниченко Д.Е., Нестеренко Н.П., Мордвинцев М.В., Потрясов А.А., Скачек К.Г., Хасанов А.Л., Гроцкова Т.П. // Сборник трудов VIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, т.2, 2005, С. 11 – 17.

7. Лобусев А.В., Мартынов В.Г., Страхов П.Н. Исследование неоднородностей нефтегазопродуктивных отложений. // Территория нефтегаз, №12, 2011, С. 54-61.

8. Лобусев А.В., Мартынов В.Г., Страхов П.Н. Новое направление к подходу подсчета запасов нефти и газа. // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. №4, 2011, С. 75-88.

9. Лобусев А.В., Мартынов В.Г. Страхов П.Н. Перспективы совершенствования методологии подсчета запасов нефти и газа // Тез.

докл. IX Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», М, 2011, С. 7.

10. Лобусев А.В., Страхов П.Н., Лобусев М.А. Зоны оптимального существования пустот в карбонатных отложениях. // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. №3, 2011, С. 8-16.

11. Лобусев А.В., Страхов П.Н., Лобусев М.А. Формирование пустотного пространства в продуктивных отложениях верхнего девона юго-западной части Хорейверской впадины. // Территория нефтегаз, №9, 2011, С. 11-15.

12. Методические аспекты динамического анализа волнового поля, приуроченного к продуктивным отложениям. Керусов И.Н., Мирошниченко Д.Е., Страхов П.Н., Керусова И.Э., Нестеренко Н.П., Мордвинцев М.В., Потрясов А.А., Скачек К.Г. // Сборник трудов IX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, т.1, 2006, С.42 – 48.

13. Методические аспекты изучения продуктивных горизонтов методом псевдоакустического преобразования в условиях Западной Сибири. Керусов И.Н., Цыганова Н.Р., Страхов П.Н., Скачек К.Г., Скачек О.В. // Сборник трудов VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, т.2, 2003, С. 38 – 43.

14. Методические аспекты исследования продуктивных отложений тюменской свиты Южно-Конитлорского месторождения по материалам сейсмической съемки ЗД. Керусов И.Н., Страхов П.Н., Керусова И.Э., Нестеренко Н.П., Мирошниченко Д.Е., Потрясов А.А., Скачек К.Г., Мордвинцев М.В., Крылов Д.Н., Черняева В.В. // Сборник трудов VII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, т.2, 2004, С. 15 – 22.

15. Минимизация информационных потерь при учете неоднородностей микро-уровня в процессе геологического моделирования. Лобусев А.В., Страхов П.Н., Лобусев М.А., Бакиева В.А. // Территория нефтегаз, №6, 2012, С. 76-79.
16. Новый подход к моделированию залежей углеводородов и определению коэффициента извлечения нефти. Лобусев А.В., Мартынов В.Г., Страхов П.Н., Лобусев М.А., Вергиевец Ю.А. // Территория нефтегаз, №5, 2012, С. 54-62.
17. Славкин В.С., Страхов П.Н., Френкель С.М. Возможность определения проницаемости коллекторов порового типа по данным ГИС. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 2, 1997, С. 17-21.
18. Славкин В.С., Страхов П.Н., Френкель С.М. Новый методический подход к проблеме оценки эффективной удельной емкости коллекторов. // Тез. докл. XIV Губкинские чтения "Развитие идей И.М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела", М.1996, С. 50-51.
19. Славкин В.С., Страхов П.Н., Френкель С.М. Новый методический прием учета емкости пород-коллекторов порового типа при оценке запасов нефти и газа. // Геология нефти и газа. № 2, 1996, С. 17-22.
20. Славкин В.С., Страхов П.Н., Френкель С.М. Патент РФ № 2092878 от 10.10.1997 на изобретение «Способ определения коэффициента абсолютной газопроницаемости пористых горных пород».
21. Страхов П.Н. Влияние гравитационного уплотнения на "первичное" поровое пространство карбонатных отложений. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 4, 1994, С. 19-21.
22. Страхов П.Н. Возможность существования карбонатных пород-коллекторов порового типа на больших глубинах. // Информационный сборник ВНИИГазпром, вып. 4, 1989, С. 6-8.

23. Страхов П.Н., Дмитриевская Т.В., Белякович М.Э. Перспективы освоения нижней залежи месторождения Карачаганак. // Информационный сборник ВНИИГазпром, вып. 5, 1989, С. 4-7.
24. Страхов П.Н. Исследования неоднородностей продуктивных отложений. // Тез. докл. XIV Губкинские чтения "Развитие идей И.М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела", М., 2011, С. 149.
25. Страхов П.Н. К вопросу о влиянии процессов перекристаллизации на каверно-поровое пространство известняков. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 9, 1993, С. 11-15.
26. Страхов П.Н. К вопросу о классификации неоднородностей продуктивных отложений. // XIX Губкинские чтения "Развитие идей И. М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела", 2011 г., 150 с.
27. Страхов П.Н. Литологические факторы, определяющие характер развития пустотного пространства карбонатных отложений в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 5, 1997, С. 11-16.
28. Страхов П.Н., Лысак Н.В. О сообщаемости между пустотами различного генезиса в карбонатных отложениях. // Отечественная геология. № 11, 1996, С. 24-30.
29. Страхов П.Н., Панов А.И. Некоторые техногенные изменения карбонатных пород в процессе их заводнения. // Тез. докл. XIV конференции Губкинские чтения "Развитие идей И.М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела", М, 1996, С. 50-51.
30. Страхов П.Н. Некоторые техногенные изменения карбонатных пород-коллекторов в процессе их заводнения. // Геология нефти и газа. № 11, 1995, С. 45-48.
31. Страхов П.Н. О влиянии генезиса пор и каверн на фильтрационные свойства карбонатных пород. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 5, 1993, С. 20-23.

32. Страхов П.Н. Особенности формирования каверно-порового пространства в доломитах Карачаганакского месторождения. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 11, 1994, С. 7-10.
33. Страхов П.Н. Особенности формирования коллекторов порового типа в карбонатных породах, залегающих на больших глубинах. // Тез. докл. IV Всесоюз. конф. "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах". М., МИНГ им. И.М.Губкина, 1987, С. 86-88.
34. Страхов П.Н. Особенности эволюции пустотного пространства в карбонатных отложениях Карачаганакского месторождения. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 6, 1996, С. 24-30.
35. Страхов П.Н. Причины ослабления корреляционных связей между условиями осадконакопления и емкостными свойствами карбонатных отложений в процессе их литогенеза. // Геология нефти и газа, № 9, 1996, С. 30-37.
36. Страхов П.Н. Реконструкция особенностей влияния текстуры на структурно-емкостные свойства межформенных пор карбонатных отложений. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 2, 1994, С. 15-19.
37. Страхов П.Н. Способ учета неоднородностей строения природного резервуара при гидродинамическом моделировании. // Тез. докл. Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», М., 2001, С. 38.
38. Страхов П.Н. Факторы, определяющие характер эволюции пустотного пространства в карбонатных отложениях. // Тез. докл. XIV конференции Губкинские чтения "Развитие идей И.М.Губкина в теории и практике нефтегазового дела", М.1996, С. 74.
39. Страхов П.Н. Формирование каверно-порового пространства в карбонатных отложениях. М., Информационно-внедренческий центр «Маркетинг», 2005, 76 с.

40. Страхов П.Н., Щербаков В.В. Новый способ учета пористости карбонатных пород при подсчете запасов нефти и газа. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 12, 1994, С. 15-17.
41. Уточнение геологических моделей с целью повышения эффективности разработки залежей нефти и газа на примере использования карт временных толщин при интерпретации материалов сейсморазведки. Алекперов Ю.В., Лобусев А.В., Лобусев М.А., Страхов П.Н. // Территория нефтегаз, № 11, 2011, С. 12-19.
42. Факторы, определяющие сложное строение ВНК. Керусов И.Н., Страхов П.Н., Мирошниченко Д.Е., Керусова И.Э., Нестеренко Н.П., Мордвинцев М.В., Потрясов А.А., Скачек К.Г. // Сборник трудов IX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», ИД «Издат. Наука Сервис», Ханты-Мансийск, т.2, 2006, С.42 – 48.

Подписано в печать 10.01.2013.
Бумага офсетная
Тираж 100 экз.

Формат 60×90/16.
Усл. п.л.
Заказ № 4

Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, 65
Тел.: 8(499)233-95-44