

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА ПРИ РЕШЕНИИ  
ЗАДАЧ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ**

***В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова, Д.А. Черданцева, М.О. Коровин***

Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет, г.Томск

**E-mail: [merkulovvp@hw.tpu.ru](mailto:merkulovvp@hw.tpu.ru)**

В статье рассмотрены примеры практического применения пространственно ориентированного керна при решении проблем стратиграфического расчленения и корреляции разрезов скважин, изучения условий залегания и литолого-петрофизической неоднородности коллекторов сложнопостроенных нефтегазоносных месторождений. Ориентирование керна производится палеомагнитным методом, что позволяет провести компонентный анализ намагниченности пород, восстановить палеомагнитные разрезы для магнитостратиграфических целей, оценить элементы залегания слоистости коллекторов.

**Ключевые слова:** палеомагнитный метод, ориентированный керн, залежи углеводородов, литолого-петрофизическая анизотропия, коллектор

Различные виды геологических и петрофизических исследований керна давно и прочно вошли в практику геолого-геофизических исследований нефтяных и газовых месторождений. Но в большинстве случаев анализируются данные, полученные по произвольно расположенным в пространстве образцам горных пород, что приводит к неоднозначным решениям, особенно при изучении сложнопостроенных залежей углеводородов.

Круг решаемых задач и объем получаемой информации может быть значительно расширен, если вести специализированные исследования колонн керна, предварительно ориентированного в единой географической или магнитной системе координат.

Пространственное ориентирование керна, предназначенного для детального изучения геологического строения месторождений, с необходимой для практических целей точностью может быть выполнено палеомагнитным методом.

Палеомагнитный метод основан на явлениях планетарного порядка, связанных с инверсиями (обращением полярности) древнего геомагнитного поля и способностью горных пород фиксировать направления этого поля в процессе формирования в виде вектора естественной остаточной намагниченности.

Для осадочных горных пород первичная остаточная намагниченность, образовавшаяся одновременно с породой, как правило, имеет ориентационную природу. Из-за нескомпенсированности магнитных моментов отдельных ферромагнитных частиц в горных породах обязательно возникает вязкая намагниченность, обусловленная действием геомагнитного поля в течение текущей эпохи нормальной полярности Брюнеса.

Вязкая и первичная намагниченности образуют векторную сумму и создают естественную остаточную намагниченность, которая может быть измерена по отдельным образцам керна (или образцам пород, отобраным в естественных обнажениях) с достаточной точностью. Опыт мировых палеомагнитных исследований показывает, что вяз-

кая и первичная намагниченности существенно отличаются по степени устойчивости к внешним воздействиям - нагревам и переменным магнитным полям. Вязкая намагниченность пород разрушается значительно быстрее, чем более устойчивая первичная. Среднее направление вектора вязкой намагниченности соответствует плоскости географического меридиана в точке отбора образца (Храмов и др., 1982). В этом случае возникает реальная возможность восстановления пространственной ориентировки керн-на скважин по вязкому компоненту, получаемому при последовательных шаговых нагревах образцов (или воздействиях переменного магнитного поля) в виде векторной разности между измеряемыми векторами естественной остаточной намагниченности. Погрешность пространственной ориентировки керн-на (по азимуту и наклону) зависит от величины магнитных свойств пород и изменяется в пределах от  $\pm 3^\circ$  до  $\pm 8^\circ$ .

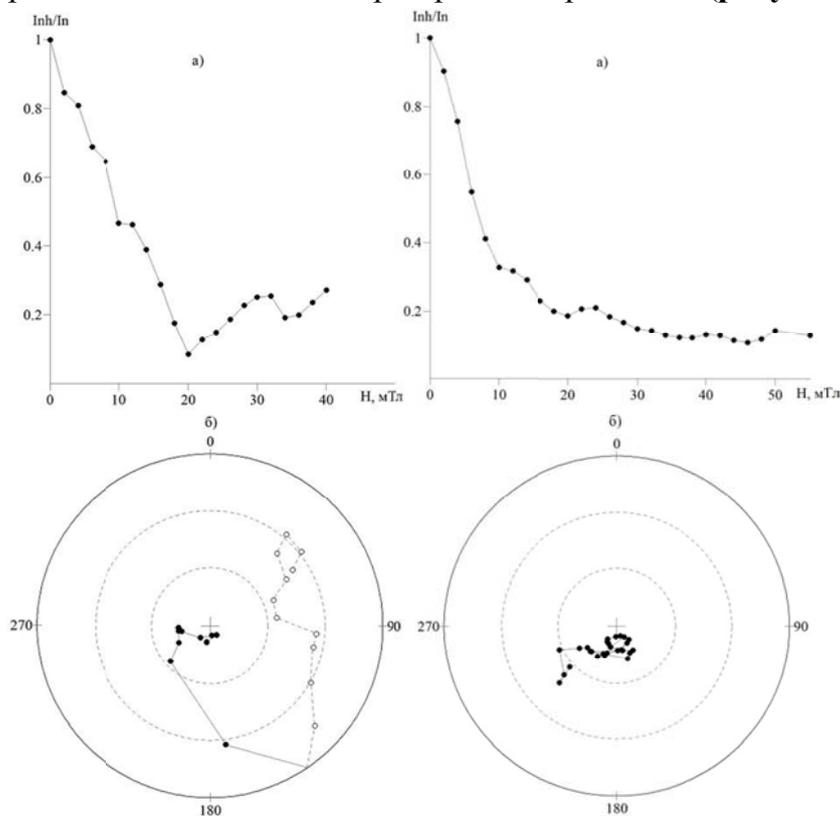
Изучение поведения векторных характеристик вязкого и первичного компонентов естественной остаточной намагниченности в процессе экспериментов, связанных с нагреванием или воздействием переменного магнитного поля, позволяет решить серию практических задач, имеющих большое значение для нефтяной геологии.

*Первая* из них имеет прямое отношение к проблемам стратиграфического расчленения и корреляции нефтегазоносного комплекса отложений, решение которых для терригенных разрезов представляется в достаточной степени сложным. Первичный компонент естественной остаточной намагниченности осадков объективно отображает изменения полярности древнего геомагнитного поля и, соответственно, зоны прямой и обратной намагниченности в разрезах скважин являются изохронными геологическими реперами. Вязкий компонент намагниченности традиционно используется для пространственной ориентации керн-на скважин.

В качестве примера информативности палеомагнитных данных рассмотрим пример исследований отложений берриас-валанжинского ярусов нижнего мела северо-восточной части западно-Сибирской плиты. Для решения задачи был проведен отбор образцов керн-на, предварительно прошедших ревизионные работы в региональных керн-охранилищах. Отбор образцов производился из интервалов берриас – валанжинского возраста по равномерной схеме шагом 1 - 1,5 м преимущественно из разностей горных пород с хорошо выраженными магнитными свойствами для получения объективной информации. Для выбора образцов по всей колонне керн-на с шагом 0,2 м проведена поверхностная капаметрия (измерение магнитной восприимчивости) прибором КТ-6. Образцы отобраны по опорным скважинам Пендомаяхской, Восточно-Сузунской, Восточно-Лодочной и Горчинской площадей. Обязательным элементом отбора образцов была предварительная ориентировка «верх-низ».

Для изучения состава естественной остаточной намагниченности был применен последовательный экспериментальный анализ, включающий «временную» магнитную чистку для компенсации влияния «лабораторной» вязкой намагниченности, последовательное размагничивание переменными магнитными полями для оценки стабильности намагниченности и выделения ее компонентов, массовую магнитную чистку при выбранных режимах для выделения направления первичной намагниченности и оценки ее полярности.

Обработка экспериментальных данных сводилась к построению, анализу и обобщению кривых размагничивания, вычислению величины и направления векторных разностей компонентов естественной остаточной намагниченности по шагам эксперимента. Кривые размагничивания строились в нормированном виде для изучения соотношений модуля вектора намагниченности и стереограмм направлений (рисунок 1а, б).



**Рисунок 1.** Результаты размагничивания образца переменным магнитным полем: а) изменение модуля остаточной намагниченности, б) стереограмма направлений

Как видно из характерных особенностей кривых, разрушение модуля естественной остаточной намагниченности происходит достаточно быстро при увеличении переменного магнитного поля до 20 мТл. При этом сохраняется примерно 15-30% исходной намагниченности. Далее процесс разрушения замедляется, и модуль  $I_n$  изменяется в небольших пределах, характеризуя стабильную намагниченность в области значений переменного поля 35 - 60 мТл. По стереограммам направлений намагниченности наблюдается первоначальная локализация точек в областях высокого наклона ( $70^0 - 80^0$ ) до амплитуд поля 20 мТл с постепенным переходом в область уменьшенных наклонов (как положительных, так и отрицательных) до значений  $\pm 30^0 - 60^0$ . Направление  $I_n$  также стабилизируется при увеличении амплитуды переменного магнитного поля в области значений 35 - 60 мТл и существенно отличается от исходного и может иметь положительный или отрицательный (рис.1) знак по наклону. Согласно полученным результатам в составе естественной остаточной намагниченности присутствуют два компонента: относительно нестабильный, разрушаемый при амплитудах переменного поля до 20 мТл и имеющий высокое положительное наклонение до  $70^0 - 80^0$ ;

стабильный компонент, сохраняющийся при увеличении амплитуды поля до 60 мТл и имеющий переменный знак наклона в пределах  $\pm 30^{\circ} - 60^{\circ}$ .

Полученные данные позволяют классифицировать первый компонент как вязкую намагниченность, обусловленную современным геомагнитным полем в точке отбора образцов, а второй компонент (стабильный) – как первичную остаточную намагниченность, вероятно ориентационной природы, сформированный в процессе осадконакопления. Стабильный компонент  $I_n$  может быть использован для определения полярности геомагнитного поля и построения палеомагнитных разрезов. Для его выделения при проведении экспериментов следует использовать интервал переменных магнитных полей в диапазоне 20 – 60 мТл. Для определения направления вязкой намагниченности в целях пространственной ориентировки керна были рассчитаны векторные разности между данными по шагам эксперимента и исходным вектором естественной остаточной намагниченности.

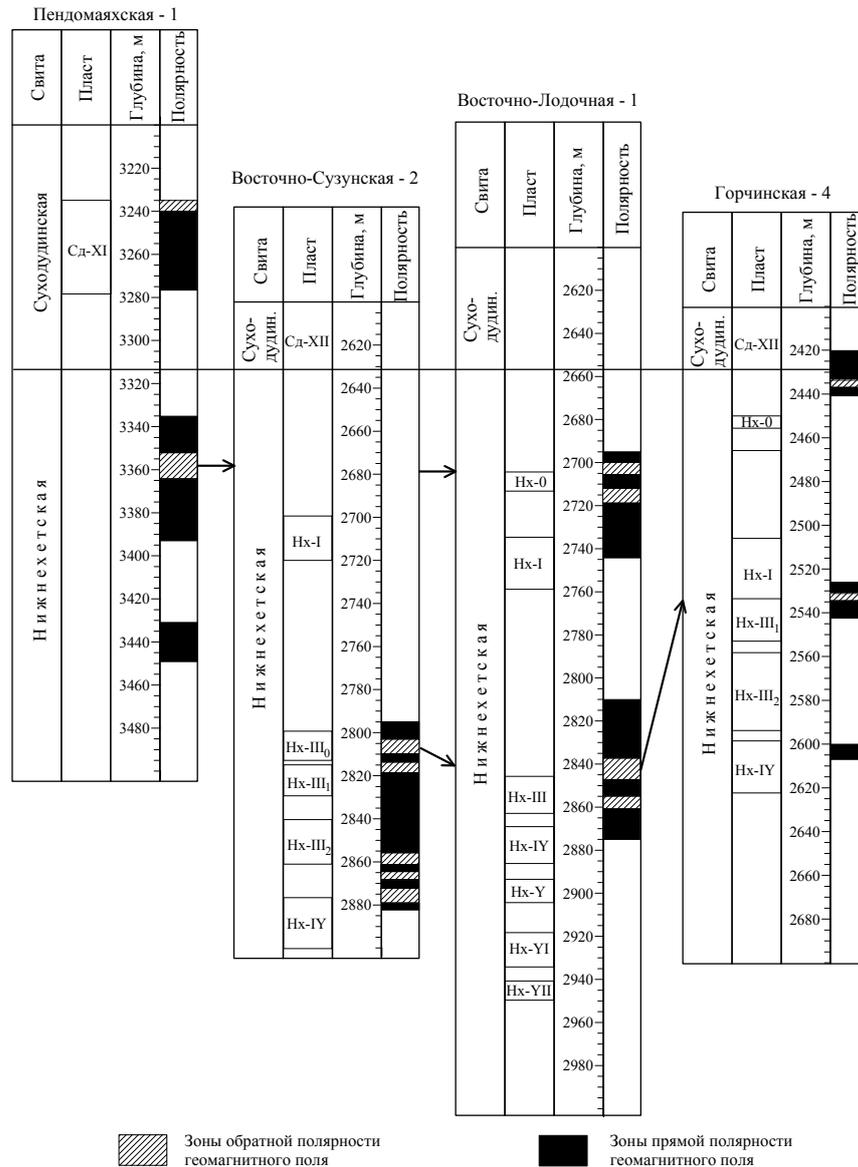
Контроль ориентации керна осуществлялся по величине наклона разностного вектора с учетом данных инклинометрии скважины. Полученные векторные разности по шагам эксперимента усреднялись для вычисления направления вязкой намагниченности в системе координат образца с вычислением величины угловой погрешности.

Стабильный компонент  $I_n$ , выделяемый в процессе массовой чистки переменными магнитными полями, рассматривался как первичная намагниченность ориентационной природы. Для контроля направлений применялись методы обращения и пересечения плоскостей перемагничивания [Храмов и др., 1982]. Для оценки направления первичного компонента и полярности геомагнитного поля анализировалось наклонение стабильного компонента по результатам экспериментов. Положительное наклонение стабильного компонента  $I_n$  в системе координат образца характеризует геомагнитное поле прямой полярности, отрицательное – обратной. Поскольку залегание исследуемых пород является практически горизонтальным (углы падения слоистости не превышают  $5^{\circ}$ ), такой подход представляется правомерным для оперативного заключения. Достоверные палеомагнитные зоны в разрезе скважины выделяются в случае подтверждения не менее, чем тремя последовательными точками отбора. Дополнительными признаками первичности изучаемого компонента являлись:

- индифферентность геомагнитных инверсий к литологическим, петромагнитным характеристикам и другим особенностям вещественного состава;
- наличие закономерностей, характерных для седиментационной (постседиментационной) остаточной намагниченности, например, низкие ( $<1$ ) значения фактора  $Q$ , невысокие (первые десятки) палеомагнитные кучности и др.;
- «критерий внешней сходимости» - идентичность палеомагнитной структуры одновозрастных отложений в удаленных разрезах.

По данным экспериментальных исследований первичный компонент естественной остаточной намагниченности выделяется в диапазоне переменных магнитных полей 30 -40 мТл. Прямо намагниченные образцы отличаются положительным наклоном вектора намагниченности, обратно намагниченные – отрицательным наклоном в системе координат образца.

На основании полученных данных составлены палеомагнитные разрезы по изученным скважинам с выделением зон прямой и обратной полярности и проведена их корреляция с учетом имеющихся стратиграфических данных (рисунк 2).



**Рисунок 2.** Схема сопоставления палеомагнитных разрезов скважин Пендомаяхской, Восточно-Сузунской, Восточно-Лодочной и Горчинской площадей

Сравнительный анализ показывает, что структуры палеомагнитных разрезов имеют знакопеременный характер, фиксируя зоны прямой и обратной полярности, и обладают достаточно большой степенью сходства в одноименных интервалах разрезов. Полученные разрезы подтверждают преобладание геомагнитного поля прямой полярности изученного стратиграфического интервала, что не противоречит имеющимся мировым палеомагнитным данным. Одновременно, присутствие четко выраженных зон обратной полярности и их приуроченность к определенным фрагментам разреза – песчаным пластам – позволяет предварительно оценить возможность использования палеомагнитных данных для целей детального расчленения и корреляции разрезов скважин. Полученные

материалы выделяют группы палеомагнитных зон обратной полярности, приуроченные к пластам нижнехетской свиты Нх-0, Нх-III в качестве возможных реперов.

*Вторая задача* – изучение условий залегания пород в складчатых сооружениях палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты. Залежи углеводородов этого нефтегазоносного комплекса сложнопостроены, их разведка и последующая эксплуатация сопряжены с большими трудностями в связи с локализацией продуктивных отложений в пластах, залегающих согласованно с внутренней тектонической структурой палеозойских отложений. В соответствии с напряженной складчатостью ориентированы и системы трещин, отвечающих за фильтрационные свойства пород. В связи с этим изучение тектонической структуры палеозойских пород приобретает особое значение. Сейсморазведка пока не позволяет исследовать крутопадающие толщи палеозоя, и, при отсутствии данных специализированных каротажных исследований, единственным способом изучения их структуры является определение элементов залегания слоистости и трещиноватости по ориентированному керну.

Для изучения возможностей применения палеомагнитного метода был проведен направленный отбор керна карбонатных палеозойских отложений по различным площадям юго-восточной части Нюрольской впадины с доказанной нефтегазоносностью – Калиновое, Герасимовское, Нижнетабаганское, Северо-Останинское, Солоновское месторождения. Образцы керна были предварительно ориентированы в пространстве по описанной выше технологии, при помощи методики фотосканирования определены элементы залегания слоистости.

Анализ полученных данных показывает преимущественное северо-западное простирание складчатых структур палеозойских отложений, причем на ряде площадей (Калиновое, Солоновское, Северо-Останинское) достоверно установлено, что эрозионно-тектоническим выступам фундамента на эрозионной поверхности соответствуют напряженные синклинальные складки в более глубоко залегающих карбонатных породах. Подтверждением этих данных служат и биостратиграфические определения возраста: в сводах выступов вскрыты более молодые по сравнению с подножием горные породы (Тищенко и др., 1990, Ежова и др., 2012).

Интересной представляется и проблема геологического моделирования залежей углеводородов в палеозойских отложениях с позиций данных по условиям залегания толщ и их трещиноватости. По материалам сейсморазведки и бурения скважин однотипные и разновозрастные отложения на эрозионной поверхности палеозоя прослеживаются в виде локализованных полос преимущественно северо-западного простирания, отражая области замыкания и ундуляции складок и быстро сменяясь в северо-восточном направлении. Данные по ориентированному керну подтверждают это полностью объективно. В этих сложных геолого-структурных условиях успешность бурения тщательного прослеживания в Солоновской и Северо-Останинской обращенных морфоструктурах достоверно установлена промышленная нефтегазоносность отложений коренного палеозоя, приуроченных к крутопадающим крыльям синклинальных складок. В соответствии с материалами, полученными при измерении элементов залегания слоистости и трещиноватости пород в ориентированном керне, и результатами метода

пространственной сейсморазведки, можно достаточно достоверно проследить зоны распространения основных типов пород, включая коллекторы, на поверхности палеозоя. На основании этого набора данных планируется и реализуется бурение наклонно-направленных скважин для вскрытия продуктивных пластов сложного залегания (Бурдаков, Меркулов, 2011).

*Третья задача* связана с изучением пространственной неоднородности коллекторов - использование ориентированного керна позволяет жестко фиксировать любые проявления упорядоченной структуры и текстуры пород (слоистость, трещиноватость, закономерная ориентировка частиц, пор и т.д.), а также связанных с ними анизотропными характеристиками петрофизических свойств в современной магнитной и географической системах координат.

Применение единой системы координат позволяет производить сравнение и статистический анализ различных параметров, включая вертикальную и латеральную анизотропию фильтрационных свойств коллекторов, выявлять количественные взаимосвязи, механизмы и причины их проявления. Обобщение получаемых материалов позволяет формировать пространственно неоднородную геостатическую и флюидодинамическую модели коллектора.

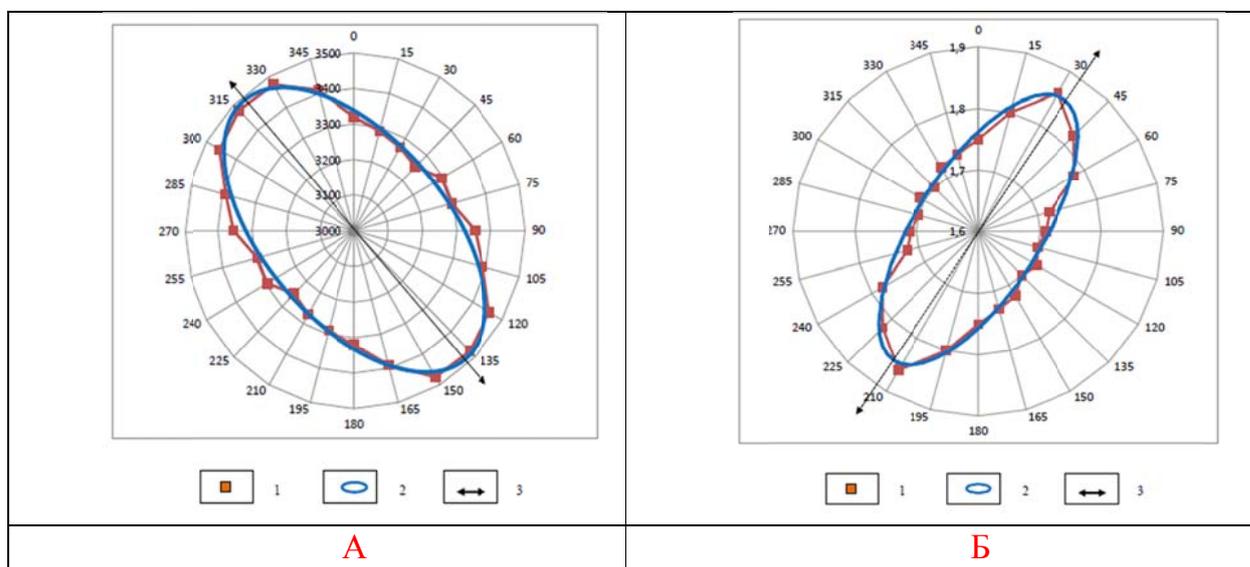
Подтверждение неоднородности геологического строения и соответствующего распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов нефтяных месторождений приводятся в многочисленных работах [Жабрев, Стуканогов, 1992; Марабаев и др., 2005; Меркулов и др., 2004; Сахибгареев, 1989; Bandiziol, Massonnat, 1992] и др. Данные о неоднородности (анизотропии) собственно горизонтальной проницаемости приводятся в различных работах [Меркулов, Краснощекова, 2002; Wade, Hough, Pedersen, 1998]. Интерес к этому хорошо объясним, если принять во внимание наиболее распространенные режимы течения флюидов в пласте. На сегодняшний день это явление оказывается изученным пока недостаточно с позиций теории, причин и механизма проявления, так как в большинстве случаев отсутствуют фактические данные о пространственной картине литолого-петрофизической неоднородности коллекторов, которая позволила бы дать ее количественное описание.

Одним из вариантов реального выхода из сложившегося положения являются комплексные литолого-петрофизические исследования пространственно ориентированного керна. Технология исследований включает последовательное определение характеристик анизотропного строения коллектора на макроуровне (петрофизические, литологические, текстурные характеристики песчаников) на образцах керна и микроскопического изучения в ориентированных шлифах (литолого-минералогический, морфологический, микроструктурный анализы). По результатам исследований устанавливается области и направления увеличения фильтрационно-емкостных свойств пород на коллекции ориентированного керна и проводится совместная интерпретация полученных материалов.

При наличии образцов ориентированного керна сразу появляется возможность определения анизотропии петрофизических (упругих, магнитных, фильтрационных) параметров пород.

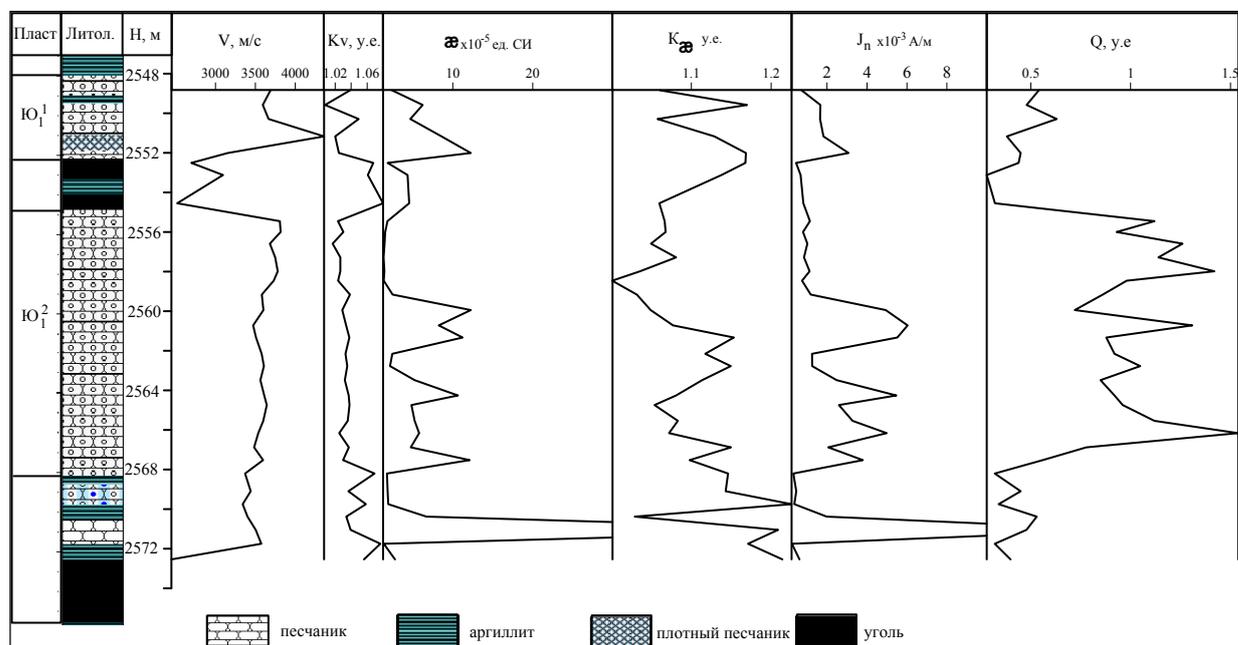
Для проведения исследований акустическим методом применяются типовые ультразвуковые дефектоскопы, реализующие ультразвуковой импульсный метод измерения скорости пробега упругих волн. Этапы проведения работы заключаются в определении пространственной упругой анизотропии с поворотом цилиндрического образца через каждые  $15^{\circ}$ . Измерения проводятся с учетом данных пространственного ориентирования керна, за нулевое направление принята ось географического меридиана. Анизотропия магнитной восприимчивости в той же системе координат измеряется с помощью магнитных анизометров или стандартных аstaticеских магнитометров в случае полноразмерного керна.

Для обработки результатов по изучению анизотропии петрофизических свойств применяется алгоритм расчёта направления главных осей эллипса магнитной и упругой (по скорости пробега продольных волн) неоднородности в горизонтальной плоскости измерений, совпадающей с поперечным сечением керна. Эллиптическая модель наилучшим образом подходит для описания явления анизотропии (**рисунок 3**).



**Рисунок 3.** *Стереогаммы пространственного распределения скорости пробега упругих волн (А) и магнитной восприимчивости (Б) образца песчаника (Казанское месторождение, интервал 2563,2 – 2578 м). 1 – фактические данные, 2 – аппроксимирующий эллипс, 3 – ось главной анизотропии*

Анализ распределения магнитных и упругих параметров пород по разрезу скважины подтверждает существование явления анизотропии в исследуемых образцах. В качестве примера на **рисунке 4** приведены графики распределения различных петрофизических параметров, иллюстрирующие их изменчивость в пределах продуктивного пласта одного из месторождений.



**Рисунок 4.** Петрофизический разрез скважины Казанского месторождения

Распределение магнитной восприимчивости исследуемых образцов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в разрезе скважины коррелирует с зонами более сложного в литологическом плане строения разреза. Характерные пики повышения значений магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности выделяются, как правило, в областях, находящихся ниже или выше интервалов с максимальными значениями фактора Кенигсбергера (Q). Учитывая, что в осадочных породах значения Q более 1,0 указывают на появление химической намагниченности, можно говорить о вторичном изменении пород. Пониженные значения остаточной намагниченности, коэффициентов анизотропии магнитных и упругих свойств и увеличенные фактора Кенигсбергера фиксируют идущие процессы выщелачивания и глинизации.

Эллиптическая форма характера распределения магнитной восприимчивости на полярной проекции обусловлена ориентировкой ферромагнитных частиц по разным направлениям в плоскости напластования XY. Повышение значения коэффициента анизотропии магнитной восприимчивости обусловлено новообразованными минералами-ферромагнетиками, ориентирующимися в процессе замещения исходных минералов своими длинными осями по направлению поровых каналов.

Ультразвуковой структурный анализ основан на существующей взаимосвязи упругих свойств и структуры горных пород. Выявляемая по данным измерений скоростей волн на ориентированных образцах индикатриса (направление главной оси эллипса) скоростей позволяет оценить упругую анизотропию исследуемых образцов. Форма

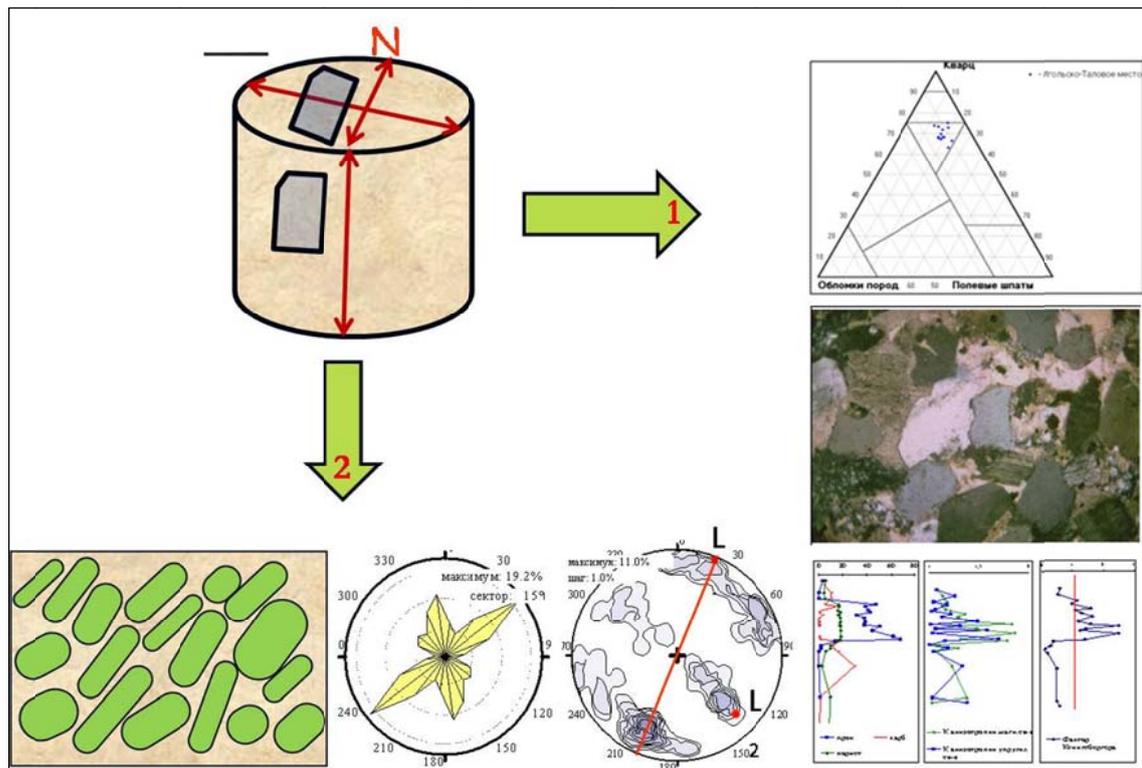
индикатрисы и абсолютные значения упругих параметров являются функцией минерального состава и условий образования. Эллипс анизотропии упругих свойств имеет преимущественное северо-западное направление главной оси для изученных месторождений. Явления анизотропии упругих свойств пород в значительной мере зависят от степени упорядоченности в расположении основных минералов, слагающих матрицу осадочной породы. Направления максимума эллипса упругой анизотропии характеризует наилучшую степень литологической упаковки частиц минерального скелета осадочной породы.

Наиболее важным, с нашей точки зрения, является тот факт, что направления улучшенной проницаемости в образцах керна четко согласуются с ориентацией главных осей эллипсов магнитной анизотропии. Учитывая относительно малые затраты времени на получение данных об изменении магнитных параметров и характерную взаимосвязь с фильтрационными свойствами пород, эти исследования целесообразно проводить перед началом изучения проницаемости для определения оптимальных направлений выпиливания экспериментальных цилиндров. Возможно, учет пространственных ориентировок направлений улучшенной проницаемости снизит и неопределенность корреляционных уравнений пористость-проницаемость, обычно используемых в практике интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Дальнейшее изучение пород продуктивных пластов нефтяных месторождений связано с выяснением влияния литологических особенностей этих пород на коллекторские свойства и нефтеотдачу. Методика исследований должна удовлетворять двум основным требованиям: позволять количественно выражать результаты исследования и проводить измерение литологических и морфологических свойств на одном и том же образце (объекте) без нарушения его целостности (**рисунок 5**). В результате анализа существующих методов исследования литологических свойств пород, были сделаны выводы, что этим требованиям отвечают методы микроскопического исследования плоскопараллельных ориентированных шлифов. При этом шлифы должны изготавливаться из образцов, по которым предварительно уже определены петрофизические свойства. Литологические исследования включали следующие элементы:

- минералого-петрографический состав песчаных и алевритовых пород;
- содержание и состав цементирующего материала, взаимоотношения между зернами и цементом;
- вторичные преобразования пород;
- гранулометрия и степень отсортированности обломочного материала.

Определение литологических характеристик пород в ориентированных шлифах и построение вертикальных разрезов позволяет выявить особенности проявления и интенсивности тех или иных процессов в скважине по глубине. Кроме того, появляется возможность сопоставления интервалов по скважине, наиболее изменённых стадияльными и наложенными процессами, и интервалов с максимальными значениями фактора Кенигсбергера, выделенными ранее по петрофизическим измерениям.



*Рисунок 5. Схема изучения ориентированных ишифов: стрелка 1 – литологические исследования; стрелка 2 – морфологический и микроструктурный анализы*

Элементы ориентированной структуры песчаников изучались в ориентированных шлифах на основе морфологического и микроструктурного анализа кварца пород. Метод определения ориентировки частиц (песчинок) в породе в совокупности с микроструктурным анализом апробирован авторами в различных объемах на нефтяных месторождениях Западной Сибири (Игольско-Таловое, Крапивинское, Казанское, Северо-Васюганское и др.) и Казахстана (месторождение Кисимбай). Результаты изучения палеомагнитно ориентированных образцов керна и шлифов, включая определения петрофизических параметров и исследования ориентации, слагающих породу зерен, представлены в работах [6, 7, 8, 10, 11, 12, 14].

Проведение микроструктурного анализа кварца в обломочных осадочных кварцсодержащих породах основано на предположении, что минерал не испытывал заметных тектонических воздействий и обнаруживает только специфическую ориентировку, обусловленную процессом осадконакопления. Такая ориентировка определяется во многом пространственным распределением кварцевых зерен по удлинению. С условиями осадконакопления связано пространственное изменение различных видов физических свойств пород – магнитных, упругих, фильтрационных. Несмотря на различие природы физических параметров, преобладающим является ориентирующий процесс, зависящий от соотношений размеров, окатанности, плотности частиц, скорости и направления транспортирующей среды.

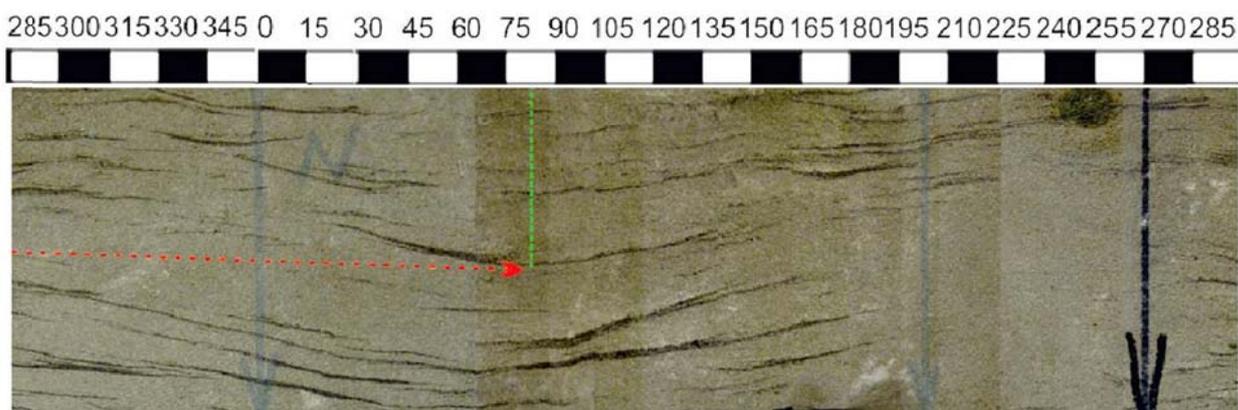
Морфологический и микроструктурный анализы проводились в шлифах, изготавливаемых по двум взаимно ортогональным плоскостям керна (вертикально и горизон-

тально). Определение оптических осей и предпочтительных удлинений кварца должно проводиться на одних и тех же зернах. В общем случае изучение ориентированного строения осадочной породы сводится к изучению следующих элементов:

- а) длинных осей зерен кварца (ориентировка зерен по удлинению);
- б) их оптических осей (оптическая ориентировка);
- в) сопоставление данных и их комплексный анализ.

Каждому типу осадкодвигущей среды соответствуют вполне определенные типы ориентировки песчаных зерен. Определение морфологических и микроструктурных особенностей изучаемых пород позволяют уточнять их фациальные и динамические условия образования и, самое важное, получать пространственное строение матрицы коллектора, состоящих преимущественно из удлиненных зерен кварца, и распределение порового пространства в объеме.

При условии использования ориентированного керна существует реальная возможность детального изучения текстурных особенностей пород по фоторазверткам. Данная процедура позволяет проследить изменение особенностей породы в объеме: ориентировку и углы падения слойков, характер их распространение и взаимоотношения, количественное их соотношение и т.д. (**рисунок 6**).

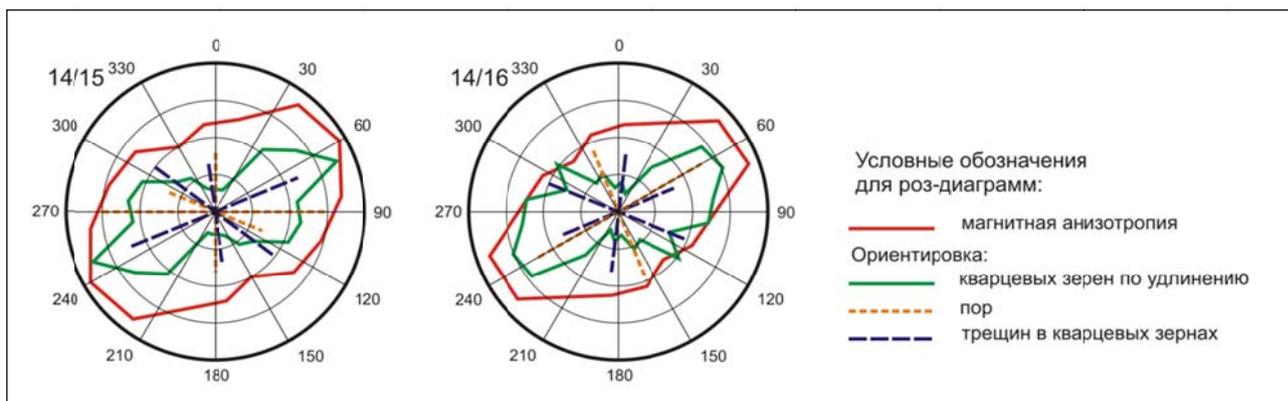


**Рисунок 6.** *Определение азимута направления сноса материала и образование слойков на примере образца 15-4 (Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>)*

В совокупности с гранулометрией определение текстур пород-коллекторов позволяет реконструировать и детализировать фациальные условия образования осадка. Создание объемных разверток керна малозатратно по времени и материальным ресурсам, в отличие от дорогостоящего 3D-сканирование внутреннего ствола скважин.

В процессе разработки методических приемов применения ориентированного керна, изложенной в настоящей работе, появляются новые аспекты, которые требуют дополнительного изучения и осмысления. Одной из дополнительных возможностей является оценка проявления трещиноватости в кварцевом скелете породы и направления ее развития. В зонах повышенной плотности трещин возможно и увеличение проницаемости, поскольку появляются дополнительные пути миграции углеводородов.

Трещиноватость зерен кварца и расположение (ориентировка) пор также подсчитывались в ориентированных шлифах, в которых уже были определены ориентировки удлиненных кварцевых зерен и выходы оптических осей кварца. На диаграммах (**рисунок 7**) отмечается совмещение ориентировок предпочтительных направлений удлинений зернового материала с направлениями максимально проявленных трещин катаклаза кварца в совокупности с главной осью эллипсоида магнитной анизотропии. Основное направление ориентировки элементов в породах определяется, как северо-восточное с подчиненным ему северо-западным направлением. Подобные исследования корреляции микротрещиноватости, пористости породы с морфологией удлиненных зерен и петрофизическими параметрами проведены впервые. Для уточнения их влияния на фильтрационно-емкостные свойства породы необходимо дальнейшее изучения коллекторов.



**Рисунок 7.** Совмещение графиков морфологического и микроструктурного анализов с данными петрофизических исследований (Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, скв.14, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>)

Полученные данные показывают достаточно хорошую согласованность данных физических определений и фильтрационно-емкостных свойств с данными литолого-фациального анализа. Главный максимум распределения длинных осей частиц совпадает с наилучшей проницаемостью и максимумом магнитной анизотропии, вторичный максимум – с направлением максимума анизотропии упругих свойств. Оба направления сортировки осадочного материала имеют отражение в амплитуде упругих колебаний. При этом значения коэффициента анизотропии магнитных и упругих свойств по образцам отобранной и изученной коллекции месторождения достигают в среднем 20-30%. Направления максимумов магнитной и упругой анизотропии в породах располагаются субортогонально друг другу, что наблюдалось в других изученных месторождениях и описано выше.

В заключение работы отметим, что проблемы изучения геологического строения сложнопостроенных месторождений углеводородов и отсутствие общепринятых методических приемов их решения требуют выработки специального комплексного подхода. Одним из возможных вариантов увеличения объема геологической информации является углубленный анализ пространственно ориентированного керна с применением

палеомагнитного метода, который позволяет значительно расширить круг решаемых задач.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Бурдаков В.А., Меркулов В.П. Определение ориентации трещиноватости и слоистости для оптимального заложения скважин в палеозойском карбонатном коллекторе. // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений. Материалы научно-практической конференции. - 2011. Томск:СТТ. – С.40-41
2. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. – М.: Недра, 1980. – 646 с.
3. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Геологическая модель строения палеозойского фундамента Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область). // Горный журнал. – 2012 – № 1/Специальный выпуск. – С 35–38.
4. Жабреев И.П., Стуканогов Ю.А. Зависимости нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой из анизотропных по проницаемости пластах // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – С. 34–36.
5. Иванов Д.Н. Об ориентировке оптических осей кварцевых зерен в песчаниках красноцветной толщи полуострова Челекен // Докл. АН СССР. – 1959. – Т.128. – № 3. – С. 604–606.
6. Исаев Г.Д., Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. и др. Методика исследования анизотропии юрских пластов на примере Ватьеганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 10. 2010.– С.37–43
7. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Петрофизическая неоднородность нефтеносных коллекторов Игольско-Талового месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №2. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/26\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/26_2014.pdf)
8. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Методы изучения литолого-петрофизической неоднородности нефтегазовых коллекторов. LAP LAMBERT Academic Publishing. – 2011. – 147 с
9. Кулямин Л.Н. Об ориентировке песчинок в отложениях различного генезиса (на примере оболочковых песков Прибалтики) // Докл. АН СССР. – 1970. –Т. 192. – №1. – С. 169–171.
10. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. Т.305. Вып.6. –Томск, 2002. – С.296–304.
11. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений // Научно-технический вестник ЮКОС. № 10. –М.: Издательский дом Нефть и капитал, 2004. – С. 33–36
12. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Оценка влияния фильтрационной анизотропии нефтегазоносных коллекторов при моделировании месторождений // Газовая промышленность. – 2014 – №. 3 / 703. – С. 22–27
13. Тищенко Г.И., Зятев Г.Г., Меркулов В.П., Коптяев Н.В., Тищенко В.М. Опыт использования элементов залегания пород при моделировании залежей нефти и газа. // Геология нефти и газа. – 1990 - № 10. – С. 28–32
14. Храмов А.Н., Гончаров Г.И., Комиссарова Р.А. и др. Палеомагнитология. – Л.: Недра, 1982. – 312 с.
15. Чернышов А.И., Краснощекова Л.А. Петроструктурный анализ кварца нефтенасыщенных песчаников васюганской свиты (на примере месторождений Томской области) // Вестник Томского государственного университета. № 331.– 2010. – Томск, Изд-во ТГУ. – С.219–225
16. Al-Hadrami H. K., Teufel L. W. Influence of Permeability Anisotropy and Reservoir Heterogeneity on Optimization of Infill Drilling in Naturally Fractured Tight-Gas Mesaverde Sandstone Reservoirs, San Juan Basin // SPE Paper 60295, Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, USA, March 12–15, 2000.
17. Bandiziol D., Massonnat G. Horizontal Permeability Anisotropy Characterization by Pressure Transient Testing and Geological Data// SPE Paper 24667, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, USA, October 4–7, 1992.
18. Chen H. Y., Teufel L. W. Timing and Distance of Well Interference in Anisotropic Reservoirs // SPE Paper 77455, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 29 Sept. – 2 Oct. 2002.

19. Hidayati D. T., Chen H. Y., Teufel L. W. The Reliability of Permeability-Anisotropy Estimation From Interference Testing of Naturally Fractured Reservoirs // SPE Paper 59011, International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, 1–3 Feb. 2000.
  20. Wade J. M., Hough E. V., Pedersen S. H. Practical Methods Employed in Determining Permeability Anisotropy for Optimization of a Planned Waterflood of the Eldfisk Field// SPE Paper 48961, Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, September 27–30, 1998.
- 



**Меркулов Виталий Павлович.** Кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий кафедрой проектирования объектов нефтегазового комплекса Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).



**Краснощечкова Любовь Афанасьевна.** Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки полезных ископаемых Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).



**Черданцева Дарья Андреевна.** Аспирант кафедры проектирования объектов нефтегазового комплекса Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).



**Коровин Михаил Олегович.** Инженер Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Института природных ресурсов Томского политехнического университета (ИПР ТПУ).