

На правах рукописи

Исказиев Курмангазы Орынгазиевич

**Исследование влияния фильтрационной анизотропии на  
разработку неоднородных коллекторов нефти и газа**

Специальность 25.00.16.- «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая  
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Томск – 2006



## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Наличие пространственной фильтрационной неоднородности коллекторов выражается в существовании закономерных направлений, благоприятных для внутри- и межпластовых перетоков флюидов. В мировой практике нефтедобычи имеются многочисленные подтверждения этого явления, выраженные в резком отличии режимов работы добывающих скважин при их равном удалении от нагнетательной скважины.

Одно из возможных объяснений наблюдаемого явления может связываться с наличием пространственной фильтрационной анизотропии коллекторов. Это явление предопределяется серией факторов, включающих фациальные условия образования коллекторов, режимы осадконакопления, процессы изменения (выщелачивания) горных пород, приводящие к образованию вторичной пористости. Дополнительным условием, влияющим на анизотропную характеристику коллекторов, может быть напряженное состояние массива горных пород. В совокупности эти факторы приводят к формированию определенным образом упорядоченных структур и текстур пород коллектора, влияющих на их физические свойства, и, в конечном счете, на нефтеотдачу пласта.

В данной работе рассматривается проблема исследования характеристик горизонтальной (латеральной) анизотропии проницаемости. Важность анизотропии проницаемости состоит в том, что она в значительной степени влияет на характер гидродинамических процессов, протекающих в разрабатываемом пласте.

К настоящему времени наиболее разработанным методом определения анизотропии горизонтальной проницаемости является метод гидропрослушивания. Однако гидропрослушивание – это дорогостоящая, очень длительная в случае относительно низкопроницаемых нефтяных коллекторов процедура, которая применяется в исключительных случаях. В ряде случаев могут использоваться процедуры, основанные на использовании индикаторных методов, дающих оценку направления и времени преимущественных перетоков флюидов в пласте, но и эти эксперименты также достаточно длительны, относительно дорогостоящи и могут требовать остановки процесса добычи. Главная особенность данных методов состоит в том, что они могут быть надежно реализованы лишь на поздней стадии разработки месторождения при интенсивном обводнении продукции, а в случае применения радиоактивных изотопов требуются меры повышенной безопасности.

Следует заметить, что часто бывает необходимым оценить возможное проявление фильтрационной анизотропии пласта еще до начала интенсивного обводнения. В связи с этим, большой интерес может представлять разработка методик определения анизотропии проницаемости пласта, основанных на анализе и обработке уже имеющихся данных произведенных геофизических исследований скважин, исследований керна, текущих гидродинамических

исследований, гидродинамического моделирования и истории параметров разработки. Эти данные, как правило, доступны и при определенных требованиях к их качеству могут быть использованы для количественной оценки направления и величины латеральной анизотропии коллекторов. Реализация этого направления определяет научную новизну и практическую значимость исследования.

**Целью настоящего исследования** является разработка методических основ определения количественных характеристик – величины и направления – горизонтальной анизотропии коллекторов нефти и газа по комплексу данных исследования керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин и петрофизического моделирования для оценки влияния анизотропии на процесс разработки на примере месторождения Кисимбай.

**Для выполнения работы были решены следующие задачи:**

1. Выявление, анализ и оценка влияния геологических факторов, обуславливающих анизотропию терригенных и карбонатных коллекторов.
2. Разработка методики количественной оценки пространственной анизотропии коллекторов по комплексу данных геофизических и гидродинамических исследований скважин и гидродинамического моделирования.
3. Экспериментальная апробация методики для оценки фильтрационной анизотропии отложений валанжинского яруса нижнего мела нефтяного месторождения Кисимбай.
4. Выработка рекомендаций по оптимизации процесса разработки месторождения Кисимбай с учетом фильтрационной анизотропии.

**Выбор месторождения Кисимбай в качестве объекта исследований** обусловлен особенностями геолого-геофизической и флюидодинамической характеристик месторождения, которое типично для северной части Прикаспийской впадины. Основной валанжинский продуктивный горизонт месторождения достаточно хорошо изучен серией разведочных и эксплуатационных скважин, в отдельных из которых выполнен представительный отбор керна. По всем скважинам проведен полный комплекс геофизических и гидродинамических исследований, объем и качество которых позволяет дать надежную характеристику фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). С этих позиций месторождение Кисимбай является достаточно хорошим объектом исследований причин проявления и оценки влияния анизотропии проницаемости на разработку месторождения.

**Фактический материал и методы исследований.** В основу диссертации положены результаты исследований, полученные автором при проведении научно-исследовательских работ, выполнявшихся по заказу АО “РД “КазМунайГаз”. В процессе выполнения работы использованы материалы геолого-геофизических исследований и результаты гидродинамических исследований продуктивных объектов пласта Kv1 месторождения Кисимбай по 22 скважинам. Из фондовых материалов заимствовано более 90 результатов определений фильтрационно-емкостных свойств пород. Под руководством автора и при его личном участии проведена переобработка и

переинтерпретация данных ГИС по всем скважинам, построены уточненные седиментологическая и петрофизическая модели месторождения. По материалам анализа геофизических и гидродинамических исследований определены параметры фильтрационной анизотропии пород продуктивного горизонта, рассчитана прогнозная анизотропная флюидодинамическая модель. На основе построенной модели проведена адаптация добывающих скважин месторождения. Использованы также материалы, содержащиеся в опубликованных и фондовых работах АО "РД "КазМунайГаз" и других организаций. Совокупность представительного фактического материала, методов исследования, их детальность обеспечили получение надежных результатов.

**Научная новизна. Личный вклад автора.** Разработана и апробирована методика комплексного петрофизического и гидродинамического изучения осадочных толщ, которая позволила получить важную информацию об анизотропии внутреннего строения исследуемых карбонатных коллекторов, причинах и условиях ее формирования, а также количественные характеристики этого явления. Автором выполнены работы по обобщению материалов и изучению петрофизической неоднородности отложений валанжинского яруса месторождения Кисимбай и дано подробное описание геологических факторов, определяющих величину и направление анизотропии горизонтальной проницаемости продуктивных пластов. Построена уточненная седиментационная модель продуктивного горизонта валанжинского яруса месторождения, определены условия образования осадочного комплекса и его вторичных изменений. В соответствии с проведенными комплексными исследованиями сделан вывод о том, что пространственная фильтрационно-емкостная неоднородность продуктивного пласта Kv1 месторождения Кисимбай обусловлена фациальными обстановками и постседиментационными преобразованиями пород. Это позволяет уточнить контуры распространения пород с высокими фильтрационно-емкостными свойствами при разработке месторождения и интенсификации добычи нефти.

**Практическая значимость работы.** Результаты исследований использованы при подсчете запасов и планировании уплотняющего бурения месторождения Кисимбай. Разработанные автором методики проходят апробацию при исследовании коллекторов нефтяных месторождений Западного Казахстана.

#### ***Основные защищаемые положения.***

**1. Анализ планов проницаемости пород на основе ГИС и ГДИС и сравнение исторических и расчетных показателей обводненности продукции обеспечивают определение направления и величины анизотропии проницаемости коллекторов. Для месторождения Кисимбай предлагаемая методика устанавливает северо-восточную ориентацию главной оси эллипса анизотропии и двойное превышение максимальной проницаемости над минимальной.**

**2. Резко выраженная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств нефтепродуктивного пласта Kv1 валанжинского яруса месторождения Кисимбай обуславливается условиями осадконакопления и вторичной доломитизацией пород на участках развития зон трещиноватости, оперяющих основные тектонические нарушения.**

**3. Анизотропная флюидодинамическая модель месторождения Кисимбай, по сравнению с изотропной, более точно отражает закономерности перетоков жидкости в пределах изученного горизонта и позволяет вести обоснованную адаптацию эксплуатационных скважин.**

*Апробация работы.* Основные результаты работы докладывались на научно-практической конференции «Состояние разработки и перспективы развития нефтегазового месторождения Узень и прилегающих территорий», Республика Казахстан, Алматы, 2005 г.; Международном научном конгрессе «ГЕО-Сибирь-2006», Россия, Новосибирск, 2006 г.; Ежегодном Семинаре по экспериментальной минералогии, петрологии и геохимии «ЕСЭМПП-2006», Россия, Москва, 2006 г.; X Международном научном Симпозиуме им. академика М.А.Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Россия, Томск, 2006 г.

*Публикации.* По теме диссертации опубликовано 8 печатных работ, из них: 1 монография, 1 статья в журнале из Перечня ВАК, 5 статей в специализированных журналах и тематических сборниках, 1 работа – в сборнике тезисов докладов.

*Объем и структура работы.* Диссертация содержит 177 страниц текста, в том числе 76 рисунков, 7 таблиц. Она состоит из введения, четырех глав, заключения. Библиография включает 122 наименования.

Диссертационная работа выполнена на кафедре геофизики Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета под научным руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора Л.Я.Ерофеева, которому автор выражает свою признательность.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснована актуальность темы, сформулирована цель работы, изложены новые научные результаты и положения, выносимые на защиту.

В **первой главе** приводятся результаты обзора литературы, посвященной изучению состояния исследований фильтрационной анизотропии коллекторов нефти и газа, рассматриваются примеры влияния параметров анизотропии на различных нефтяных и газовых месторождениях мира.

**Вторая глава** посвящена разработке методических основ определения пространственной ориентации и величины анизотропии горизонтальной проницаемости продуктивных коллекторов по данным каротажных исследований, исследований керна, гидродинамического моделирования и истории разработки пласта.

В третьей главе дается детальная литолого-петрофизическая характеристика месторождения Кисимбай. Описываются основные черты геологического строения месторождения, в котором принимают участие отложения от верхней перми до четвертичных образований включительно.

Четвертая глава связана с исследованиями по оптимизации разработки месторождения Кисимбай с учетом анизотропной модели, проводится анализ текущего состояния выработки запасов по месторождению и эффективности процесса разработки с учетом горизонтальной анизотропии проницаемости.

В заключении перечисляются основные результаты исследований, полученных в плане оценки количественных характеристик – величины и направления – горизонтальной анизотропии коллекторов нефти и газа по комплексу данных геофизических исследований скважин и гидродинамического моделирования на примере месторождения Кисимбай.

## ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**1. Анализ планов проницаемости пород на основе ГИС и ГДИС и сравнение исторических и расчетных показателей обводненности продукции обеспечивают определение направления и величины анизотропии проницаемости коллекторов. Для месторождения Кисимбай предлагаемая методика устанавливает северо-восточную ориентацию главной оси эллипса анизотропии и двойное превышение максимальной проницаемости над минимальной.**

Анизотропия означает неодинаковость геофизических (в том числе и фильтрационных) свойств по различным направлениям. Проблема определения параметров анизотропии проницаемости коллекторов нефти и газа рассматривалась с различных позиций многими исследователями – Лазаренко В.С., Наливкиным В.Д., Казаковым А.Н., Коссовской А.Г., Шутовым В.Д., Страховым Н.М., Teufel L.W., Beckner B.L., Papadopoulos I.S., Ramey H.J. и др.

Наличие недостатков, присущих методическим приемам оценки изучения фильтрационной анизотропии, делает целесообразным разработку таких методов определения параметров анизотропии, которые были бы менее затратными и длительными, не требовали остановки процесса добычи и могли бы реализоваться на начальных этапах освоения месторождения, когда прорыв воды еще не произошел. К настоящему времени накоплены значительные объемы материалов геофизических исследований, исследований керна, гидродинамического моделирования и истории параметров разработки, которые, как правило, уже обработаны и доступны. Предлагаемая в диссертации методика как раз и связана с определением характеристик анизотропии на основе интерпретации и анализа этих данных. Результаты исследований по обоснованию методики составляют содержание первого научного положения и представлены в первой и второй главах диссертации.

При характеристике предлагаемой методики можно выделить такие положения как ее реализуемость, а также достоверность и обоснованность результатов, получаемых на основе ее применения.

Для выработки подходов к формированию методики оценки анизотропии коллекторов были изучены имеющиеся в технической литературе материалы по месторождениям Западной Сибири, Волго-Уральской и Северо-Американской нефтегазоносных провинций. На основании изучения литературных материалов делаются следующие выводы:

1. В коллекторах с межзерновым типом порового пространства ориентировка наилучшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации удлинений частиц, оптических осей кварца и главной оси эллипса анизотропии магнитных и электрических свойств. Главная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена ортогонально. Очевидным является определяющее влияние фациальных условий осадконакопления на структуру осадков, распределение пор и соответствующую литолого-петрофизическую анизотропную характеристику.

2. В сопоставлении с материалами капиллярметрии взаимоотношения указанных анизотропных параметров обусловлены пространственным распределением пор различного диаметра и преобладанием связанных пор наибольшего радиуса в направлении, обусловленном процессом осадконакопления.

3. В коллекторах трещинно-кавернозного типа ориентировка наилучшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации систем открытых трещин, главной оси эллипса анизотропии электрических свойств. Главная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена ортогонально.

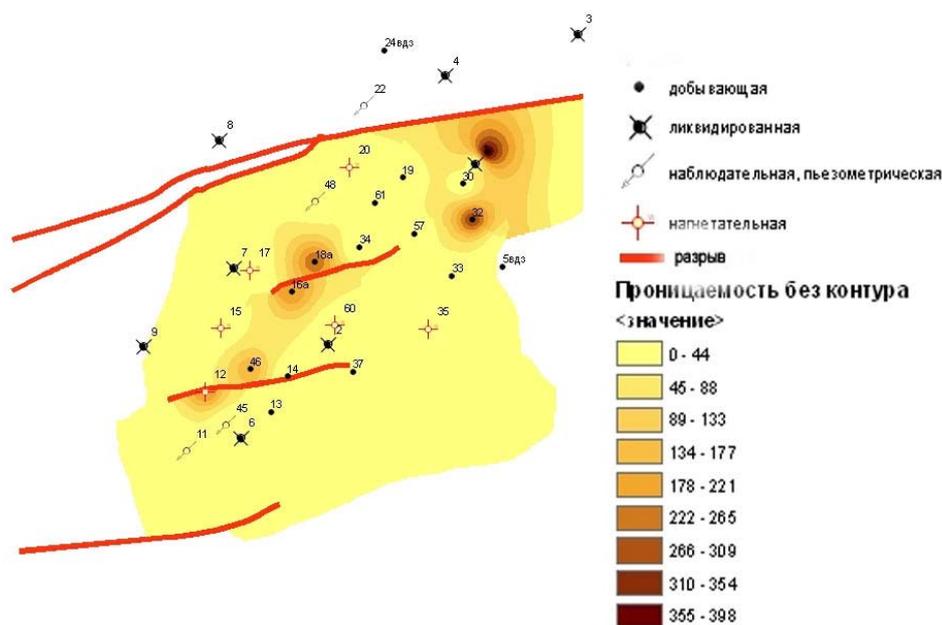
4. Хорошая сопоставимость результатов определений направления фильтрационной анизотропии коллекторов с соответствующими анизотропными направлениями электрических, магнитных и упругих свойств создает предпосылки для прогноза пространственной неоднородности непосредственно по материалам геофизических исследований скважин.

Предлагаемая методика апробировалась в основном на месторождении Кисимбай, основным продуктивным горизонтом которого являются породы валанжинского яруса нижнего мела, выделяемые в качестве пласта Kv1.

В разрезах скважин пласт Kv1 представлен одним или двумя однородными пропластками, разъединёнными непроницаемым глинистым прослоем. Породы, представленные трещиноватыми кавернозными доломитами с примесью терригенного материала отличаются высокой анизотропией проницаемости (в горизонтальном направлении проницаемость существенно выше, чем в вертикальном), что объясняется очень тонким переслаиванием разнородных тонких прослоев, а также влиянием каверн и трещин.

В настоящее время на месторождении выполнен комплекс гидродинамических исследований на установившихся/неустановившихся режимах фильтрации по всему эксплуатационному фонду. Анализ результатов интерпретации обнаруживает существенную неоднородность коллектора месторождения как по измеряемому (давлению), так и по интерпретационному

(горизонтальной проницаемости) параметрам. Материалы этих работ выявляют преобладающее северо-восточное направление зон улучшенной проницаемости (рис.1).



**Рис.1. Схема проницаемости пласта Kv1 месторождения Кисимбай по данным ГДИС (проницаемость указана в мД)**

Анализ текущего отбора жидкости по месторождению приводит к аналогичному выводу. Возрастание обводненности продукции происходит также неоднородно и контролируется блоковым строением месторождения. Наиболее быстро обводняются скважины, локализованные в западной и восточной блоках месторождения, при преобладающем северо-восточном тренде. Направление тренда согласовано с тектоническими нарушениями.

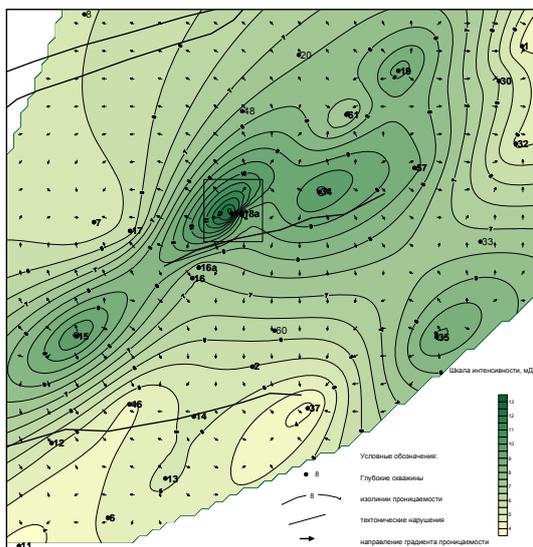
Таким образом, месторождение Кисимбай является достаточно хорошим объектом исследований причин проявления анизотропии проницаемости и разработки методики ее оценки.

Для решения проблемы разработки методических основ определения пространственной ориентации и величины анизотропии проницаемости были проанализированы петрофизические особенности коллекторов месторождения Кисимбай по керну, уточнены петрофизические зависимости и константы для интерпретации данных каротажа, произведена переинтерпретация ГИС в поточечном режиме для последующего использования в современных программных средствах геологического и гидродинамического моделирования. Полученные данные использованы для оценки количественных параметров фильтрационной анизотропии пластов месторождения.

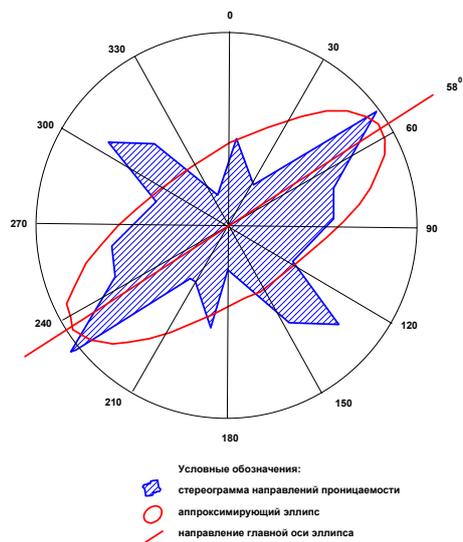
Для определения направления горизонтальной анизотропии проницаемости использованы материалы, полученные на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин. Это обычная последовательность трансформации каротажных материалов с определением

глинистости, общей и эффективной пористости, водонасыщенности и проницаемости пород сначала индивидуально по скважинам, а затем построение карт проницаемости по отдельным интервалам исследуемого коллектора по группам скважин.

Полученная в этом варианте картина (рис. 2) отражает анизотропию фильтрационных свойств по направлению и величине. Сравнительный анализ материалов гидродинамических (рис.1) и геофизических (рис.2) исследований показывает качественную схожесть фильтрационных свойств коллектора, отражающих его пространственную неоднородность. Для количественной оценки выполняется предварительная статистическая обработка карт с определением направленности изолиний проницаемости по отношению к географической системе координат. Итоговым материалом является стереограмма направленности изолиний проницаемости, главное направление которой рассматривается как направление анизотропии. Полученное в результате таких оценок направление изменяется в пределах  $48^{\circ} - 62^{\circ}$  при средней величине  $58^{\circ}$  (рис. 3).



**Рис. 2. Карта проницаемости верхнего пропластка продуктивного пласта Kv1 месторождения Кисимбай**

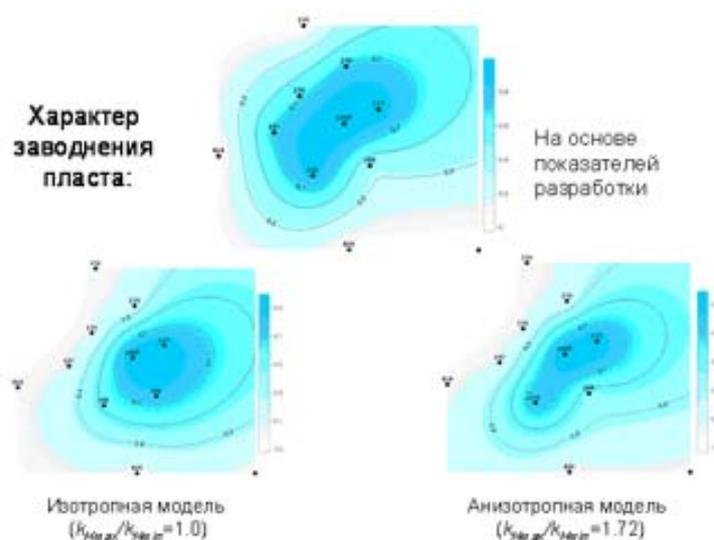


**Рис. 3. Стереограмма преобладающей направленности изолиний проницаемости пласта Kv1 и эллиптическая аппроксимация анизотропии**

При определении количественной характеристики анизотропии по экспериментальным данным используется эллиптическое приближение, при котором неоднородности фильтрационных свойств представляются направлением главной оси эллипса анизотропии проницаемости  $\varphi_0$  и коэффициентом  $k_{Hmax}/k_{Hmin}$ , показывающим соотношение максимальной и минимальной проницаемостей (рис.3).

Полученные для месторождения Кисимбай оценки  $k_{Hmax}/k_{Hmin}$  изменяются в пределах 1.7 – 2.6 при средней величине 2.04.

Данная схема расчета также протестирована для Крапивинского месторождения Западной Сибири. На рис.4 представлены расчеты пространственного распределения заводнения, оцененного на основе исторических и расчетных данных. Расчетные данные построены на основе использования изотропной и анизотропной моделей с величиной анизотропии 1,72. Можно видеть, что характер заводнения согласно историческим показателям имеет эллиптическую форму и ориентирован в северо-восточном направлении. Это подтверждает присутствие анизотропии проницаемости в пласте и ее северо-восточную ориентацию. Изотропная модель дает почти круговую форму фронта заводнения, в то время как анизотропная модель – эллиптический фронт, более приближенный к реальной ситуации. Таким образом, определение анизотропии горизонтальной проницаемости вполне осуществимо путем сравнения исторических показателей и результатов моделирования.



**Рис.4. Сравнение характера заводнения продуктивного пласта по реальным и модельным данным с учетом изотропной и анизотропной моделей (величина обводненности указана в долях единицы)**

На основании выполненных исследований предлагается следующая методика определения анизотропии горизонтальной проницаемости.

На начальной стадии разработки месторождения, когда отсутствует история обводненности продукции, необходимо использовать каротажные данные и ориентированный керн. Ориентация главной оси эллипса анизотропии определяется на основе картирования проницаемости, а величина отношения максимальной и минимальной проницаемостей определяется на основе измерений ориентированного керна.

На завершающей стадии разработки месторождения, когда прорыв воды к добывающим скважинам уже произошел, необходимо использовать как каротажные данные, так и данные по обводненности продукции. Каротажные данные используются для расчета проницаемости и определения ориентации

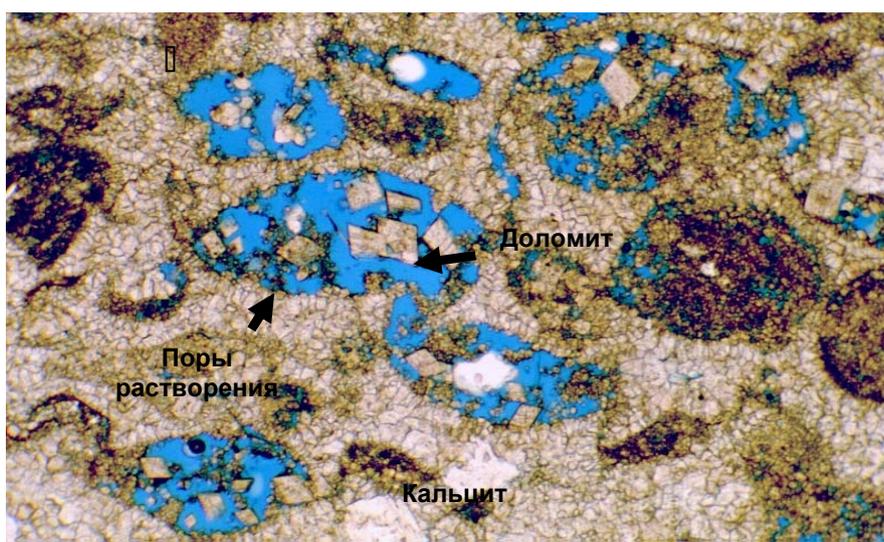
анизотропии на основе карт. Затем путем сравнения расчетных и исторических величин обводненности продукции по скважинам определяются характеристики анизотропии, включая параметры направления главной оси эллипса и соотношения максимальной и минимальной проницаемостей.

Таким образом, предлагаемая методика использует доступные материалы и может считаться вполне реализуемой, а ее надежность и обоснованность определяется применением хорошо отработанных методов интерпретации результатов анализа.

## **2. Резко выраженная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств нефтепродуктивного пласта Kv1 валанжинского яруса месторождения Кисимбай обуславливается условиями осадконакопления и вторичной доломитизацией пород на участках развития зон трещиноватости, оперяющих основные тектонические нарушения.**

По материалам сейсмических исследований и бурения структура месторождения Кисимбай по III отражающему горизонту представляет собой небольшую брахиантклинальную складку размером 2,5 x 2,0 км. Структура осложнена сравнительно небольшими разрывными нарушениями, в северо-западном направлении экранирующими основные залежи углеводородов. Очень важным представляется тот факт, что массив горных пород, локализуя залежи, может находиться в напряженном состоянии под воздействием тектонических стрессов, локализованных в северо-западном направлении (рис.1). Это создает предпосылки для формирования горизонтальной анизотропии проницаемости в соответствии с системами сколовых трещин вследствие развиваемых касательных напряжений.

Наибольший интерес представляет разрабатываемый комплекс отложений валанжина, породы которого имеют сложную структуру межзернового пространства (рис.4).



**Рис.4. Вторичное порообразование с системой изолированных доломитизированных карбонатных пор**

Определение петрофизических параметров является одной из важнейших задач с точки зрения решаемой проблемы анализа пространственной фильтрационной анизотропии коллекторов месторождения. Анализ материалов изучения параметров керна показывает достаточно высокую степень изменчивости свойств пород в вертикальном направлении, обусловленную слоистым строением разреза с одной стороны и проявлением вторичных эпигенетических процессов преобразования пород.

Для объективной интерпретации материалов ГИС наиболее важной представляется оценка стандартного варианта корреляционных связей «пористость – проницаемость» с учетом влияния состава и вторичных изменений горных пород. Одним из очевидных факторов, определяющих тип и уравнения взаимосвязи, является карбонатность. Результаты исследований показывают, что при возрастании карбонатности свыше 80% пористость снижается до уровня обычно меньше 15% с падением проницаемости до величины менее 1 мД, что обусловлено проявлением закрытых поровых пространств вследствие процессов выщелачивания и доломитизации исходной карбонатной матрицы.

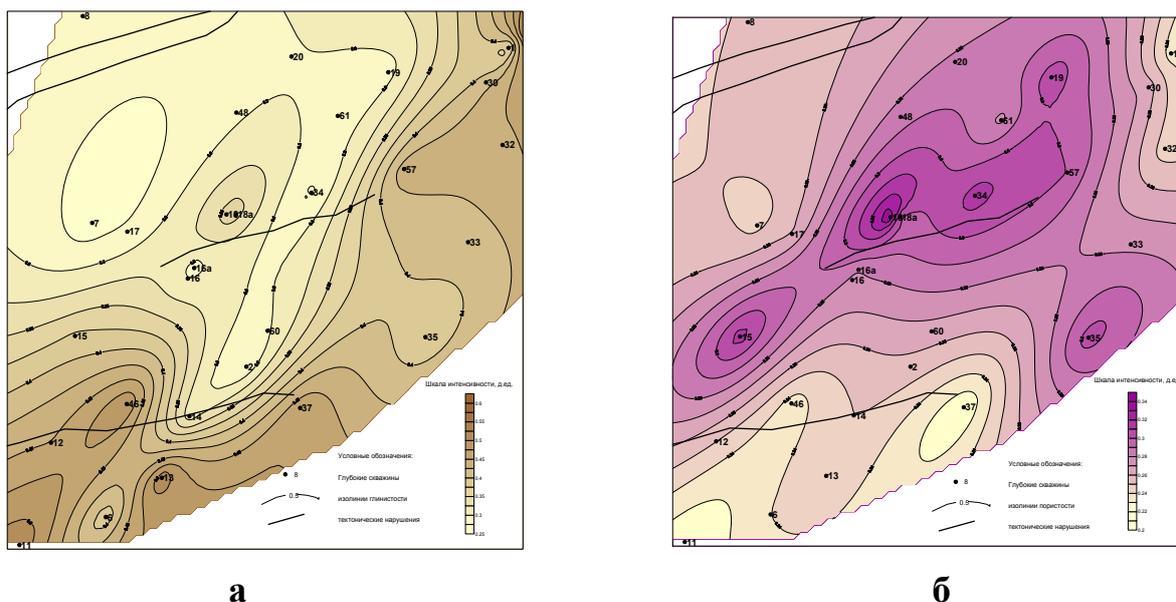
На наличие пространственных изменений горизонтальной проницаемости, указывает и проведенный анализ корреляционных связей «пористость-проницаемость» по керну. Изменение коэффициентов уравнений однозначно свидетельствует о существовании закономерных пространственных изменений проницаемости.

Эти факторы влияют на все без исключения петрофизические параметры горных пород. В свою очередь, изменение этих параметров приобретает черты характерной зональности, анализ которой позволяет соотнести между собой взаимодействие структурных, литологических факторов и факторов вторичных изменений. Рассмотрим последовательно особенности пространственного распределения петрофизических свойств пород, используя технологии поточечной интерпретации данных геофизических исследований скважин с опорой на лабораторные исследования керна. К основным петрофизическим параметрам, естественно, относятся объемная глинистость, эффективная пористость и проницаемость.

На рис.5,а представлена схема распределения глинистости по верхнему пропластку продуктивного горизонта. Объемная глинистость получена по материалам гамма-каротажа и усреднена на толщины пропластков, выделенных по каждой индивидуальной скважине. Очевидным является факт неоднородного распределения глинистости в пределах месторождения.

Распределение глинистости контролируется прежде всего структурным фактором – на своде локального поднятия глинистость понижена в отличие от крыльевых частей складки. Это может быть обусловлено особенностями процесса осадконакопления, так как общеизвестным является тот факт, что увеличение глинистых компонентов пород в нормальных условиях осадконакопления происходит в относительно пониженных участках погребенного рельефа бассейна.

При этом наблюдается приуроченность зон пониженной глинистости к участкам проявления тектонических нарушений. Одновременно и пространственное распределение параметра, выраженное в ориентировке и чередовании зон повышенной и пониженной глинистости, приобретает типичные анизотропные черты. Для пласта характерна северо-восточная направленность участков понижения глинистости, ориентированная под значительным дирекционным углом к разрывным нарушениям. Возможным объяснением этого явления могут быть вторичные изменения в коллекторе, сопровождающие системы трещин, оперяющие основные тектонические нарушения.



**Рис. 5. Схемы распределения объемной глинистости (а) и эффективной пористости (б) верхнего пропластка продуктивного горизонта месторождения Кисимбай**

Пространственное распределение эффективной пористости получено по результатам интерпретации материалов нейтронного и акустического каротажей с учетом поправки на глинистость горных пород и представлено на рис.5,б.

Так же, как и в случае глинистости, наблюдается неоднородное распределение пористости в пределах анализируемого месторождения. Центральная часть площади объекта отличается повышенной пористостью в сравнении с краевыми.

Распределение пористости также контролируется структурным фактором – на своде локального поднятия пористость повышена в отличие от крыльевых частей складки. Это может быть обусловлено особенностями процесса осадконакопления и повышением трещиноватости в своде, как это имеет место для большинства нефтегазоносных месторождений. Приуроченность зон повышенной пористости к участкам проявления тектонических нарушений является очевидной. Одновременно и пространственное распределение

параметра, выраженное в ориентировке и чередовании зон повышенной и пониженной пористости, приобретает характерные анизотропные черты. Для обоих пропластков характерна северо-восточная направленность участков повышения пористости, согласованная с разрывными нарушениями.

Анализ распределения проницаемости (рис.2) продуктивного горизонта показывает, что оно в целом повторяет основные черты пространственной зональности объемной глинистости и эффективной пористости.

Характерные черты этого явления состоят в следующем:

1. Относительное повышение величины проницаемости на своде поднятия, согласованное со структурным планом и распределениями глинистости и эффективной пористости.
2. Приуроченность к зонам тектонических разрывов и согласованность северо-восточной пространственной ориентировки изолиний проницаемости с направленностью плоскостей нарушений.
3. Эллиптическая конфигурация изолиний проницаемости, отражающая направление улучшенной фильтрационной характеристики пласта.

Таким образом, материалы литолого-петрофизической характеристики месторождения Кисимбай устанавливают, что анизотропия проницаемости продуктивного пласта Kv1 обусловлена пространственной неоднородностью объемной глинистости, эффективной пористости, а также анизотропией ориентации межзернового пространства, трещин и каверн. При этом наблюдается приуроченность зон повышенной проницаемости к участкам тектонических нарушений. В целом, это является основанием для вывода о достоверности и обоснованности второго защищаемого положения диссертации. Основной объем материала по второму положению изложен в третьей главе диссертации.

### **3. Анизотропная флюидодинамическая модель месторождения Кисимбай, по сравнению с изотропной, более точно отражает закономерности перетоков жидкости в пределах изученного горизонта и позволяет вести обоснованную адаптацию эксплуатационных скважин.**

Анализ состояния выработки запасов по месторождению Кисимбай выявил значительные отклонения текущего хода разработки от планируемого. В настоящее время фонд добывающих и нагнетательных скважин составляет 20 единиц, расположение которых определялось на основе принятой для месторождения схемы заводнения на основе использования изотропной гидродинамической модели.

Эффективность технологии с заводнением во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. В свою очередь, степень охвата объекта разработки по площади и разрезу является основным фактором, влияющим на полноту выработки запасов. Процесс заводнения зависит от следующих геолого-геофизических факторов: фильтрационные свойства продуктивных пластов, характер и степень их неоднородности, вязкостные свойства жидкостей, насыщающих пласты и

закачиваемых в них. Показатели заводнения определяют следующие технологические факторы: параметры сетки добывающих скважин, схема системы заводнения, темп разработки, технология отбора жидкости и закачки воды, характер вскрытия продуктивных пластов в скважинах.

Сделанный анализ результатов расчетов обводненности, показателей вытеснения и прогнозируемых технологических показателей разработки на 50 лет на основе изотропной модели показывает, что коэффициент нефтеизвлечения в 2055 г. составит всего 0,28 при плановом значении – 0,41. Отсюда можно сделать вывод, что данная система разработки, основанная на изотропной гидродинамической модели, является крайне нерациональной и нуждается в корректировке. К этому следует добавить, что темп отбора запасов по месторождению на текущий момент является низким и составляет 2,4% от НИЗ, что ниже планового, при этом текущий коэффициент охвата по площади ниже проектного более чем в 2 раза, что еще раз указывает на необходимость уточнения геолого-гидродинамической модели и введения дополнительных нагнетательных скважин.

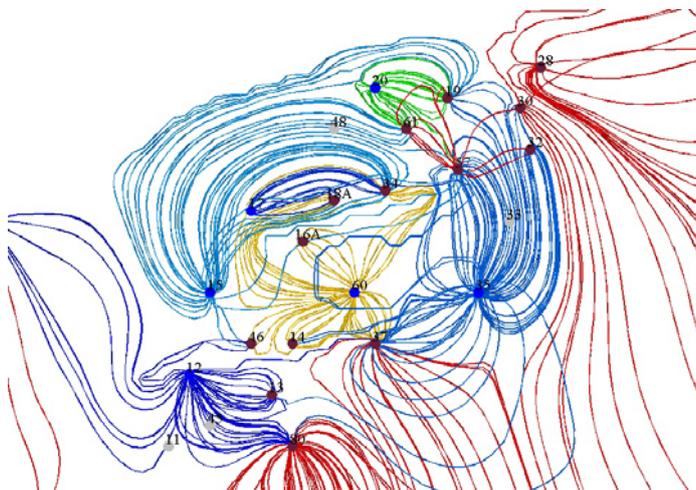
Для оценки влияния фильтрационной анизотропии на процесс эксплуатации месторождения необходимо было построить уточненную гидродинамическую модель, которая должна была учесть фактические данные по характеристикам пространственной неоднородности горизонтальной проницаемости.

Результаты расчетов по изотропной модели показали, что максимальная годовая добыча нефти достигается в 2005 году и составит 3,9 % от начальных извлекаемых запасов. К 2028 году при разработке месторождения текущий КИН составит 0,394 д.е.; обводненность продукции будет равна 87 %, что существенно ниже проектных. Следует отметить, что проектные показатели не были достигнуты в том числе и вследствие неэффективной разработки объекта, связанной с отставанием темпов бурения и закачки воды.

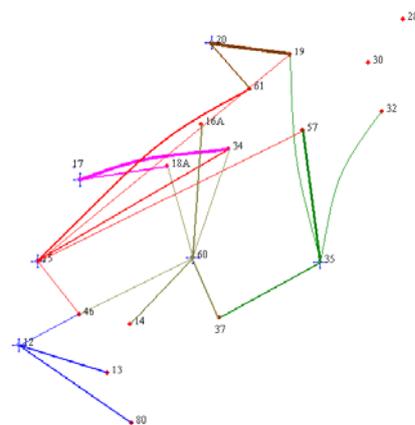
По анизотропной модели показатели разработки существенно лучше – максимальная годовая добыча нефти достигается в 2008 году и ее уровень составит 4,9 % от начальных извлекаемых запасов. К 2028 г. году текущий КИН составит 0,415 д.е. при сохранении уровня обводненности продукции.

На основании проведенного анизотропного гидродинамического моделирования был проведен анализ системы заводнения. С целью анализа эффективности системы заводнения и окончательного выбора скважин для оптимизации как нагнетательных, так и добывающих скважин с учетом характеристик анизотропии продуктивного пласта был использован подход, основанный на моделировании методом трубок тока. В результате моделирования были получены распределения потоков от нагнетательных скважин к добывающим, определено влияние каждой нагнетательной скважины на добывающие (рис. 6 и 7). На рисунках явно видны зоны, не вовлеченные в разработку, в которых в дальнейшем рекомендовано бурение дополнительных скважин. Так же видно, что скважины №№ 30 и 28 не имеют поддержки от нагнетательных скважин (рис.7). С целью поддержки этих скважин

рекомендуется либо перевод высокообводненной скважины № 32 под закачку, либо бурение дополнительной нагнетательной скважины.

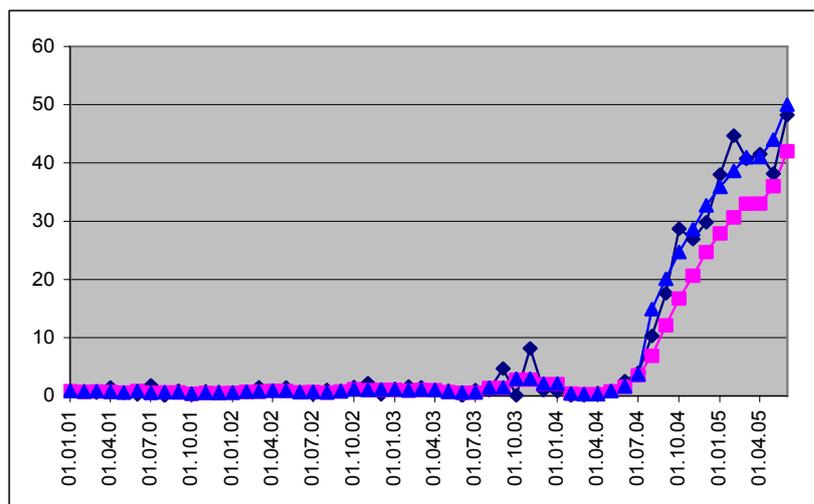


**Рис.6. Схема распределения потоков от нагнетательных скважин к добывающим**



**Рис. 7. Схема распределения потоков между скважинами (толщина линий соответствует количеству закачиваемой жидкости)**

Проведенный анализ параметров обводненности продукции показывает, что рост доли воды в скважинах №№ 61, 34 и 46 происходит по-разному, отображая анизотропию горизонтальной проницаемости. На рис.8 приведены полученные расчетным путем по изотропной и анизотропной моделям характеристики обводненности продукции по одной из этих скважин, а также исторические данные по этой скважине.



**Рис.8. Ход обводненности продукции по скважине (♦ – исторические данные, □ – расчетные данные по анизотропной модели, ▴ – по изотропной модели, величина обводненности указана в процентах)**

Наилучшие показатели адаптации этих скважин по параметру обводненности достигаются при применении варианта анизотропной модели с  $k_{Hmax}/k_{Hmin} = 2.01$  при северо-восточной ориентации под углом  $58^0$  в сравнении с изотропной моделью с равными значениями проницаемости во всех направлениях (рис.8). В таблице 1 приведены сравнительные данные для средних квадратических отклонений (СКО) от исторических данных величин обводненности продукции при анизотропной и изотропной моделях.

**Таблица 1.**

**Характеристика анизотропии фильтрационных свойств продуктивного пласта месторождения Кисимбай и результатов адаптации скважин**

| Скважина, № | Азимут направления анизотропии, градус | Магнитуа анизотропии $k_{Hmax}/k_{Hmin}$ | СКО анизотропной модели, % | СКО изотропной модели, % |
|-------------|--|--|----------------------------|--------------------------|
| 61          | 60                                     | 2.21                                     | 6.2                        | 9.4                      |
| 34          | 56                                     | 2.04                                     | 5.4                        | 10.2                     |
| 46          | 54                                     | 1.78                                     | 6.1                        | 7.5                      |

Как видно из табл.1, среднее квадратическое отклонение от исторических данных по обводненности продукции при адаптации по анизотропной модели существенно меньше аналогичных данных, полученных для изотропной модели.

С учетом анизотропной модели предложена уплотняющая сеть скважин, при этом дополнительные и действующие скважины объединены в 5-точечные схемы, ориентированные вкрест выявленного направления анизотропии для более надежного отбора продукта. На основании полученных данных по анизотропии проницаемости были спланированы рекомендации по прогнозу разработки месторождения. Увеличение добычи жидкости из пласта потребует компенсации отбора и увеличение закачки системы ППД. В северной части месторождения в зоне ожидаемого прироста нагнетательные скважины отсутствуют. Поэтому после увеличения отборов в результате недокомпенсации произойдет падение дебитов. По уточненной гидродинамической модели влияние законтурной области в восточной части незначительно. Чтобы избежать падения пластового давления следует ввести дополнительную нагнетательную скважину. На основе проведенных исследований была проведена оптимизация режимов работы эксплуатационных скважин на основе анизотропной модели. Входными данными для оптимизации служили материалы интерпретации гидродинамических исследований, на основе которых был определен потенциальный дебит скважины, осуществлен

подбор скважинного оборудования, сделан прогноз работы оборудования в условиях изменения текущих параметров добычи.

Таким образом, обоснованность третьего научного положения диссертации подтверждается более высоким уровнем близости к историческим данным хода заводнения, рассчитанного по анизотропной модели. Положение сформулировано по результатам исследований, изложенных в третьей и четвертой главах диссертации.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Комплекс исследований, выполненных в плане оценки количественных характеристик – величины и направления – горизонтальной анизотропии коллекторов нефти и газа по комплексу данных геофизических исследований скважин и гидродинамического моделирования на примере месторождения Кисимбай, позволяет сделать следующие основные выводы:

1. В коллекторах с межзерновым типом порового пространства ориентировка наилучшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации удлинений частиц, оптических осей кварца и главной оси эллипса анизотропии магнитных и электрических свойств. Главная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена ортогонально. Очевидным является определяющее влияние фациальных условий осадконакопления на структуру осадка, распределение пор и соответствующую литолого-петрофизическую анизотропную характеристику. Взаимоотношения указанных анизотропных параметров обусловлены пространственным распределением пор различного диаметра и преобладанием связанных пор наибольшего радиуса в направлении, обусловленном процессом осадконакопления.

2. В коллекторах трещинно-кавернозного типа ориентировка наилучшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации систем открытых трещин, главной оси эллипса анизотропии электрических свойств. Главная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена ортогонально.

3. Хорошая сопоставимость определений направления фильтрационной анизотропии коллекторов с соответствующими анизотропными направлениями электрических, магнитных и упругих свойств позволяет использовать для прогноза пространственной неоднородности непосредственно материалы геофизических исследований скважин, в частности, полученные методами акустического и электрического каротажа. Для реализации соответствующих анизотропных оценок необходимо выполнить обычную последовательность трансформации каротажных материалов с определением глинистости, общей и эффективной пористости, водонасыщенности и проницаемости пород сначала индивидуально по скважинам, а затем произвести построение карт проницаемости по отдельным интервалам исследуемого коллектора по группам скважин. На примере месторождения Кисимбай очевидно, что получаемая в

этом варианте картина отражает анизотропию фильтрационных свойств по направлению и величине. Для количественной оценки целесообразной является предварительная статистическая обработка карт с определением направленности изолиний проницаемости по отношению к географической системе координат. В этом случае стереограмма направленности изолиний проницаемости становится подобной картине, получаемой при анализе стереопроекции удлинений частиц или поровых пространств.

4. Исследование анизотропной петрофизической и гидродинамической моделей месторождения с анализом их чувствительности к переменным параметрам анизотропии проницаемости по величине  $k_{Hmax}/k_{Hmin}$  показывает, что на основании различных вариантов эллиптической аппроксимации исходных материалов по фильтрационным свойствам могут быть определены основные параметры анизотропной модели, пригодные для анализа.

5. Проведенное для оценки объективности построенной анизотропной модели сравнение результатов моделирования и исторических показателей обводненности продукции по ряду скважин показало, что анизотропная модель с заданной величиной и направлением анизотропии дает более близкие к истории результаты по сравнению с изотропной моделью. Характер заводнения скважин на месторождении имеет эллиптическую форму.

6. На основе обобщения результатов исследования предлагается следующая методика определения анизотропии горизонтальной проницаемости. На начальной стадии разработки месторождения, когда отсутствует история обводненности продукции, необходимо использовать каротажные данные и ориентированный керн. Ориентация анизотропии определяется на основе картирования проницаемости, величина анизотропии определяется на основе измерений проницаемости керна. На завершающей стадии разработки месторождения, когда прорыв воды к добывающим скважинам произошел, необходимо использовать те же каротажные данные и данные по обводненности продукции. Каротажные данные используются для определения ориентации анизотропии. Затем путем сравнения расчетных и исторических величин обводненности продукции по скважинам определяется величина анизотропии.

### **Основные материалы диссертации опубликованы в работах:**

1. Ж.Н. Марабаев. Геологическое строение и перспективы нефте-газоносности Северного и Среднего Каспия / Ж.Н. Марабаев, Г.Ж. Жолтаев, С.А. Утегалиев, А.Ж. Байымбетов, М.Д. Досмухаммедов, **К.О. Исказиев**, С.А. Битеуова, А.М. Джамикешев – Астана: Изд-во ТОО «АртТрибуна», 2005. – 194 с.

2. **Исказиев К.О.** Изучение фильтрационной анизотропии коллекторов нефтяных месторождений петрофизическими методами / Исказиев К.О., Кибиткин П.П. // Материалы научно-практической конференции «Состояние

разработки и перспективы развития нефтегазового месторождения Узень и прилегающих территорий», 26-28 декабря 2005 г.- Алматы, 2006. – С.75-78.

3. **Исказиев К.О.** Пространственная анизотропия фильтрационных свойств продуктивных пластов месторождения Кисимбай / Исказиев К.О. // Материалы научно-практической конференции «Состояние разработки и перспективы развития нефтегазового месторождения Узень и прилегающих территорий», 26-28 декабря 2005 г.- Алматы, 2006. – С.88-92.

4. **Исказиев К.О.** Особенности геологического строения и анизотропная фильтрационная характеристика продуктивных пластов месторождения Кисимбай / Исказиев К.О. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №4. – С.130-131.

5. **Исказиев К.О.** Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения / Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П. // Материалы Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2006» . 2-4 апреля 2006.– Новосибирск, 2006. – Т.5. – С.174-179.

6. **Исказиев К.О.** О механизме проявления фильтрационной и литолого-петрофизической анизотропии коллекторов нефтяных месторождений Западного Казахстана / Исказиев К.О., Кибиткин П.П. // Материалы X Международного научного Симпозиума им. акад. М.А.Усова «Проблемы геологии и освоения недр», 3-7 апреля 2006, Томск. – С.396 – 398.

7. **Исказиев К.О.** Методика определения характеристик фильтрационной анизотропии нефтяных пластов / Исказиев К.О. // Тр. Ежегодн. Семинара по экспер.минералогии, петрологии и геохимии «ЕСЭМПГ-2006» 18-19 апреля 2006, Москва. – М.: Изд-во ОНТИ ГЕОХИ РАН, 2006. – С.36.

8. **Исказиев К.О.** К вопросу о методике определения фильтрационной анизотропии коллекторов / Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П. // Интервал. – 2006. – №5. – С.4-6.