

На правах рукописи

Посысоев Андрей Анатольевич

**Возможности магниторазведки и гамма-спектрометрии
для локального прогноза нефтеносности в юго-восточной
части Западно-Сибирской плиты (на примере Южно-
Черемшанской площади)**

25.00.10 – Геофизика,
геофизические методы поисков
полезных ископаемых.

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук.

Томск-2001

Работа выполнена в Томском политехническом университете

Научный руководитель: доктор геолого–минералогических наук,
профессор **Л.Я. Ерофеев.**

Официальные оппоненты: доктор геолого–минералогических наук **Р.В. Белов**
кандидат геолого–минералогических наук **Н.В. Сысолятин**

Ведущая организация – ОАО Томский научно–исследовательский и проектный институт нефти и газа («ТомскНИПИнефть») ВНК.

Защита состоится «11» января 2002 года в 15 часов, в 313 ауд. 10 корпуса на заседании диссертационного совета К 212. 269.01 при Томском политехническом университете по адресу: 634034, г.Томск, пр. Ленина, 30

С диссертационной работой можно ознакомиться в научной библиотеке Томского политехнического университета.

Автореферат разослан «7» декабря 2001года

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

А.А. Поцелуев

Актуальность исследования. В настоящее время сейсморазведка является основным методом полевых работ при поисках и разведке месторождений нефти и газа. Этот метод разведочной геофизики позволяет с высокой долей достоверности строить структурные карты, и прогнозировать коллекторские свойства, однако определить характер флюидонасыщения коллектора сейсмическим методом разведки в настоящее время невозможно. Перед сейсморазведкой ставятся все более сложные задачи, и их решение может быть рационализировано путем привлечения дополнительных методов, имеющих иную природу геофизических полей, реагирующих на изменения физических свойств пород под влиянием УВ. Сегодня в ряде нефтеносных провинций установлено, что применение комплексного подхода позволяет существенно увеличить достоверность прогноза нефтеносности при относительно низких затратах.

Однако в настоящее время повсеместно эти методы не применяются из-за недостаточной изученности их возможностей. Сложность проблемы заключается в слабой контрастности физических свойств, малых размерах залежей по сравнению с глубинами их залегания. Задача осложняется ещё и тем, что наряду с аномалиями, связанными с залежами, часто наблюдаются другие похожие изменения, обусловленные литолого-фациальными замещениями пород, особенностями тектоники, изменением минерализации подземных вод, поэтому необходима всесторонняя научная проработка этой проблемы для каждого конкретного геологического региона.

В настоящей работе рассматриваются возможности применения наземной магниторазведки и гамма-спектрометрии для решения задач локального прогнозирования нефтеносности в условиях юго-востока Западно-Сибирской плиты.

Основные задачи исследований.

1) Выявление закономерностей изменения магнитного и гамма-спектрометрического полей на типичных месторождениях юго-восточной части Западно Сибирской плиты.

2) Изучение природы аномалий магнитного и гамма-спектрометрического полей над залежами УВ на основе исследования пространственных закономерностей изменения физических свойств пород нефтеносного комплекса на примере Южно-Черемшанского месторождения.

3) Разработка методики проведения наземных магниторазведочных и гамма-спектрометрических работ, обработки и интерпретации данных для целей локального прогноза нефтеносности.

4) Опробование выводов и рекомендаций в реальных геологических условиях Южно-Черемшанского месторождения.

Фактический материал и методы исследований. В работе использованы полевые материалы магнитометрической и гамма-спектрометрической съемки на Южно-Черемшанском месторождении, проводившейся летом 1999 года и зимой 2000 года. Магнитная съемка выполнена по 34 профилям общей протяженностью 227 пог.км. Наблюдения проводились по сети сейсмических профилей и визирок. Расстояние между ними варьировало в пределах 200-1000м. Шаг наблюдений составил для магнитных измерений 50м по сейсмическим профилям и 25м - по визиркам. Количество физических наблюдений - 6264.

Гамма-спектрометрическая съемка проводилась по профилям магниторазведочных работ с шагом 100 м. Время экспозиции 100с. Общий объем работ составил 2333 ф.н. Наблюдения проводились по трем селективным (калиевому, урановому, ториевому) и интегральному каналам.

Магнитной и гамма-спектрометрической съемкой заснята центральная, южная и восточная части площади Южно-Черемшанского месторождения. На трех профилях отобраны пробы грунта с интервалом 100 м, проведено исследование магнитной восприимчивости этих образцов.

Кроме того, при анализе структуры магнитного поля над залежами УВ использовались материалы по Вахскому, Арчинскому, Колотушному и Крапивинскому месторождениям.

Для исследования петрофизических свойств использованы так же образцы керна глубоких скважин (317 шт.), отобранных с интервалом 1 м. Образцы представляют 5 скважин, из них 4 - нефтяные, 1 – водоносная. Петрофизические исследования включали измерения: магнитной восприимчивости, плотности и скорости прохождения упругих волн.

Исследования проводились при непосредственном участии и руководстве автора.

Научная новизна результатов.

1) Доказана возможность комплексного использования магниторазведки и гамма-спектрометрии для локального нефтепрогноза в условиях юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

2) Получены новые сведения о физических свойствах пород, составляющих меловую часть разреза, и о закономерностях их пространственного изменения под влиянием залежей УВ.

3) Изучена тонкая структура магнитного поля и установлена пространственная связь изменения его параметров с контуром нефтеносности на Южно-Черемшанском месторождении.

4) Выявлены закономерности распределения радиоактивных элементов (U, Th, K) по площади Южно-Черемшанского месторождения и установлены пространственные связи аномалий их концентраций с контуром нефтеносности.

Практическая ценность.

1) Установлено, что привлечение данных магниторазведки и гамма-спектрометрии на разрабатываемых месторождениях дает возможность при относительно низких затратах выделить залежи УВ по аномалиям геофизических полей.

2) При использовании вышеназванных методов на малоизученных площадях возможно выделение перспективных площадей для постановки более дорогостоящих методов разведки.

3) Получены новые сведения о геологическом строении Южно-Черемшанского месторождения и условиях локализации залежей УВ.

4) Дан локальный прогноз нефтеносности с рекомендациями для дальнейших нефтепоисковых работ. Результаты локального прогноза нефтеносности на Южно-Черемшанском месторождении подтверждены тремя скважинами.

Апробация работы в целом и отдельных ее положений и выводов проведена путем их опубликования в различных сборниках (всего 6 публикаций). Защищаемые положения и основные результаты исследований докладывались: на конференции: «Актуальные вопросы геологии и географии Сибири», г. Томск, 1998; на второй и четвертой Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых им. М.А. Усова в 1998, 2000гг, г. Томск; на конференции «Проблемы региональной экологии», проводившейся в г. Томске в 2000г; на научно-технической конференции «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства» г. Томск, 2001 г; а так же на научно-производственном совещании СибНАЦ г.Тюмень 2000 г. Материалы и результаты исследований легли в основу 2 научно-исследовательских отчетов по хоздоговорным темам.

Объем работы составляет 130 страниц машинописного текста, 65 рисунков, 9 таблиц, список используемой литературы из 96 наименований.

Благодарю научного руководителя, доктора г.м.н., профессора Ерофеева Л. Я. за консультации, передачу богатого опыта, помощь в работе. Автор признателен доценту кафедры, кандидату г.м.н. Номоконовой Г. Г. за ценные советы и

критические замечания, сделанные в процессе выполнения исследования. Особую благодарность и признательность хочу выразить доценту, кандидату г.м.н. Меркулову В. П. за его постоянное участие в проведении исследований, руководстве, передаче своего богатого научного и производственного опыта. Выражаю благодарность всем сотрудникам кафедры геофизических методов поисков и разведки МПИ Томского политехнического университета. Благодарен генеральному директору ЗАО «Петролеум унд газ» Беккерману А. И., главному геологу Киму Р. А. за то, что они увидели рациональное зерно в предлагаемых «легких методах геофизики» и предоставили возможность опробовать нашу методику на объекте этого акционерного общества.

Содержание работы

Во введении излагаются актуальность и цель работы, ее научная новизна и практическая значимость.

Первая глава посвящена состоянию проблемы применения магниторазведки и гамма-спектрометрии для прогноза нефтеносности. Рассматриваются примеры магнитного и гамма-спектрометрического полей на месторождениях, сформированных в различных геолого-структурных обстановках, приводятся примеры сопоставления результатов этих работ с данными бурения. Сделан обзор методов обработки магниторазведочных съемок. Рассмотрены возможные причины возникновения наблюдаемых на поверхности магнитных и гамма-спектрометрических аномалий. Освещен вопрос современного уровня изученности минералогического состава пород над залежами УВ.

Во второй главе рассматриваются результаты геофизических исследований ряда нефтяных объектов, на которых проводили исследования сотрудники кафедры ГМПР. Показана структура магнитного поля на эталонных профилях Арчинской, Колотушной, Крапивинской площадей. Несмотря на различные условия залегания коллектора (на Арчинской площади залежь в палеозойских отложениях, на Колотушной и Крапивинской – неантиклинальная и антиклинальная залежи в верхнеюрских отложениях), отмечается сходство в структуре магнитных полей в контуре нефтегазоносности этих месторождений. Приводятся примеры локального нефтепрогноза по данным магниторазведки и гамма-спектрометрии. После проведения геофизических работ на Крапивинской площади были пробурены эксплуатационные скважины. Показано удовлетворительное совпадение прогноза с результатами бурения. Рассматривается картина магнитного поля над водоносной

структурой «Поисковая» с верхнеюрским коллектором (Вахская площадь), отмечается ее отличие от магнитного поля над нефтеносными территориями.

В третьей главе дается очерк тектонического и геологического строения Южно-Черемшанского месторождения. Месторождение располагается в зоне сочленения четырех структур первого порядка - Колтогорского мегапрогиба на севере, Нюрольской впадины на юге, Каймысовского свода на западе и Средневасюганского мегавала на востоке. В геологическом строении принимают участие породы палеозойского фундамента, а так же юрские, меловые, неогеновые, палеогеновые и четвертичные отложения осадочного чехла. В структурном плане Южно-Черемшанское поднятие простирается с юго-запада на северо-восток, по оконтуривающей изогипсе Π_a имеет размеры 30×3,8 км и амплитуду 120-125 м (Сысолятина, 1992). Структура расчленяется на три локальных поднятия - западное, центральное и восточное. С центральным поднятием связана промышленная нефтеносность. Приводится сводный разрез нефтеносности Южно-Черемшанского месторождения и характеристики продуктивных пластов. Промышленные залежи расположены в интервале 1680-2240 м нижнемеловых отложений (Брылина, 1999).

В четвертой главе в сжатой форме описана методика магниторазведочных и гамма-спектрометрических работ. Для последних более подробно описан методический прием по приведению результатов измерений к единому уровню, полученных в разное время года – зимой и летом. Дается общая характеристика магнитного поля Южно-Черемшанского месторождения. Основное внимание уделено тонкой структуре магнитного поля, несущей информацию о магнитных свойствах неглубоко залегающих (0-500м) пород. Подчеркивается его отличие в районе продуктивных скважин от законтурных площадей. Выявлены и описаны закономерности распределения U, Th, K на площади исследования в зависимости от нефтеносности, излагаются возможные причины радиогеохимических аномалий.

В пятой главе представлены результаты исследований петрофизических свойств керна глубоких скважин (плотности, магнитной восприимчивости, скорости распространения упругих волн). Дается сравнение физических свойств горных пород из разрезов нефтеносных и водоносных скважин, предлагаются возможные причины выявленных различий. Приводится анализ зависимостей физических свойств горных пород, их литологического состава, структурного фактора от нефтеносности разреза. Определяются факторы, оказывающие наибольшее влияние на физические свойства пород в сходных геологических условиях с условиями Южно-Черемшанского месторождения.

В шестой главе на основе сравнения информативных признаков магнитного и гамма-спектрометрического полей с признаками на эталонах первого и второго класса (продуктивные и непродуктивные территории соответственно) дается локальный прогноз нефтеносности центральной и восточной части Южно-Черемшанского локального поднятия. Построены схемы вероятности обнаружения нефтенасыщенного объекта. Полученные схемы сопоставляются со структурным планом и планом разрывных нарушений, выявленных по данным магниторазведки, рекомендуются места заложения глубоких скважин.

В процессе работы автором получены результаты, которые позволяют сформулировать четыре защищаемые положения

1. Залежи УВ Южно-Черемшанского месторождения отображаются в магнитном поле в виде возрастания амплитуды высокочастотной составляющей приращения полного вектора магнитной индукции на фоне понижения амплитудных значений регионального компонента.

На площади, включающей Южно – Черемшанское месторождение нефти, диапазон значений полного вектора магнитной индукции относительно невелик, и составляет около 150 нТл. Однако структура магнитного поля весьма сложна. При визуальном анализе наблюдаемой картины поля, представленной в виде плана изолиний индукции с сечением 2.5 нТл, можно отметить характерную особенность: в ряде мест, а также в районе локализации известных залежей УВ наблюдается его более изрезанная картина. Это обстоятельство послужило основанием для проведения более тщательного и объективного анализа структуры наблюдаемого поля.

На первом этапе анализа структуры поля было проведено его разделение на «региональную» и «локальную» составляющие способом осреднения в скользящем окне. Затем локальная составляющая была подвергнута Фурье – преобразованию по специально разработанной программе. На полученных планах повышенной энергией высокочастотной составляющей отметились участки контуров всех известных залежей УВ центрального купола Южно – Черемшанского месторождения. Значения этого параметра составили 0.5 – 0.7 отн.ед, по сравнению с заведомо «пустыми» участками. (0.1-0.3 отн.ед.). В поле экстремальных частот они так – же разделены – области локализации известных залежей УВ соответствуют частотам $> 7\text{км}^{-1}$, а «пустых» - $3\text{--}5\text{км}^{-1}$. Разложение наблюдаемого магнитного поля в ряд Фурье в вертикальной плоскости выявило ту же закономерность: над залежью заметно увеличивается спектральная плотность изменений амплитуды поля.

Анализ наблюденного магнитного поля позволил также установить, что в районе залежи на фоне «регионального» существенно близкого к линейному приращению индукции отмечается ее плавное понижение.

2. Над Южно-Черемшанским нефтяным месторождением наблюдается закономерное пространственное изменение физических свойств горных пород, что выражается в их систематическом разуплотнении, повышении средних значений и дисперсии магнитной восприимчивости.

Для выяснения причин изменений амплитуды индукции магнитного поля, отмечаемых в пределах нефтеносной площади, были проведены определения магнитной восприимчивости проб поверхностного грунта по одному из профилей наблюдения магнитного поля (пр.99.01.04). В результате установлено, что близповерхностные отложения (образцы породы брались из закопущек глубиной 30 см.) имеют магнитную восприимчивость, которая изменяется по профилю в первом приближении согласно с малоамплитудными высокочастотными изменениями индукции поля.

Наряду с этим были выполнены петрофизические исследования керна пяти глубоких скважин в интервале отбора 1680 – 1850м. Четыре из них (скв.№ 216, 226, 233) являются в разной мере продуктивными, вскрывающими залежи Южно-Черемшанского месторождения, пятая (№1) – «пустая» (водоносная с пленкой нефти). Измерялись плотность, магнитная восприимчивость, скорость прохождения упругих волн горных пород в надзалежном пространстве.

Проведена сравнительная оценка физических свойств пород из продуктивных скважин с образцами водоносной скважины №1, результаты приведены в табл. 1.

Табл.1 Статистические параметры распределений физических свойств образцов керна из совокупности продуктивных скважин и водоносной скв.№1*.

Статистический показатель	Количество образцов	Среднее	Минимум	Максимум	Дисперсия
Плотность (г/см ³)	228	2,34	2,05	2,60	0,15
	89	2.365	2.09	2.69	0.15
Магнитная восприимчивость (мк ед. СИ).	228	45,94	1,00	1183,30	98,07
	89	39.49	1.00	686.70	85.71

Скорость	214	2313,74	973,95	3947,40	575,11
распространения	89	2327.10	1098.50	4185.10	616.81
упругих волн					
(м/с)					

***Верхняя цифра в таблице показывает значения для совокупности продуктивных скважин, нижняя – значения для водоносной скв №1.**

Образцы керна из продуктивных скважин по среднестатистическим показателям плотности и дисперсии ее изменения характеризуются их уменьшением относительно водоносной скважины №1. Магнитная восприимчивость и ее дисперсия для продуктивных скважин увеличена относительно образцов керна, взятых из скважины №.1 (табл №1).

Скорость упругих волн в образцах продуктивных скважин ниже, чем в водоносной скважине, но различия находятся в пределах погрешности и за достоверные быть приняты не могут.

По продуктивным скважинам и по скважине №1 были вычислены средневзвешенные значения рассматриваемых параметров. По каждой скважине (табл.2) проведен факторный анализ, выявлены корреляционные зависимости.

Табл.2. Средневзвешенные значения основных статистических показателей по разрезам скважин. *

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
skv	debit	strukt	kolich	K_T	plotn	kappa	skor	displotn	diskappa	dissskor
1	0	2610	89	0.44	2.365	39.492	2327	0.1532	16,3961	616
2	130	2575	84	0.44	2.344	41.113	2186	0.1562	69.1381	602
216	10	2563	54	1.12	2.341	28.107	2248	0.1377	85.7074	524
226	80	2562	40	0.74	2.325	92.255	2715	0.1423	204.4739	437
233	40	2564	50	0.22	2.365	36.258	2277	0.1659	25.5119	540

*1) номера разведочных скважин; 2) усредненный дебит продукта каждой скважины(м³/сут); 3) абсолютная отметка отражающего горизонта Па для данной скважины (м); 4) количество исследованных образцов по каждой скважине; 5) коэффициент, учитывающий среднюю литологическую разность по каждой скважине. $K_T = (N_{\text{песч}} / (N_{\text{алевр}} + N_{\text{аргл}}))$, где N-количество образцов песчаника, алевролитов и аргиллитов по каждой скважине; 6 – 11 среднестатистические параметры по разрезу каждой скважины: 6) плотность(г/см³), 7) магнитная восприимчивость (10⁻⁶ед СИ), 8) скорость упругих волн (м/с), 9) дисперсия плотности, 10) дисперсия магнитной восприимчивости 11) дисперсия скорости.

Выявлена зависимость средневзвешенной плотности образцов керна по каждой скважине от коэффициента песчаности с коэффициентом корреляции - 0.65. Найдено уравнение регрессии $plotn = 2,3668 - 0,0317 * K_T$.

«Идеальная» плотность для каждой скважины была вычислена по уравнению регрессии. Расчетные данные и фактические были сопоставлены и рассчитан «дефект» плотности (табл 3):

$$\Delta\delta = \delta_{\text{факт}} - \delta_{\text{расчетное}}.$$

Табл 3

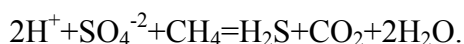
№ скв	δ фактическое (г/см ³)	δ расчетное. (г/см ³)	$\Delta\delta$ (г/см ³)
1	2,365	2,352	0,013
2	2,344	2,352	-0,008
216	2,341	2,331	0,01
226	2,325	2,343	-0,018
233	2,365	2,36	0,005

Горные породы разрезов высокодебитных скважин №№2, 226 характеризуются недостатком плотности по отношению к расчетному значению (-0.008 и -0.018 соответственно), т.е. по среднему статистическому показателю эти скважины находятся в зоне разуплотнения и приурочены к продуктивному центральному куполу. Самой большой избыточной плотностью (+0.013) отмечаются породы разреза водоносной скважины №1, располагающейся на юго-западном склоне центрального купола. Несколько меньшую избыточную плотность пород (+0.01) имеет самая малодебитная скважина № 216. Скважина № 233 с дебитом 40 м³/сут характеризуется плотными образцами с относительно небольшой избыточной плотностью (+0.005). Выявлено закономерное увеличение средней плотности с глубиной, оцениваемое коэффициентом корреляции 0.57.

Анализ изменений дисперсии магнитной восприимчивости по всем имеющимся образцам позволил выявить важные закономерности. Значения дисперсии магнитной восприимчивости для каждой скважины были сопоставлены с соответствующими значениями литологического коэффициента, структурного фактора и показателем нефтенасыщенности пород - дебитом.

Дисперсия магнитной восприимчивости горных пород с литологическим составом и структурным фактором оказалась практически не связана (коэффициенты корреляции составляют соответственно 0.06 и -0.09). С дебитом скважин она имеет хотя слабо выраженную, но устойчивую зависимость (коэффициент корреляции - 0.35).

Совокупное рассмотрение материалов магнитной съемки и определений физических свойств пород на нефтеносной площади позволяет сделать вывод о наличии «столба» пород, перекрывающих залежь УВ, в пределах которого магнитные и плотностные свойства изменены. В диссертации специальных исследований по изучению механизмов преобразования состава пород осадочного комплекса в местах локализации залежей УВ не проводилось. Проблема эта весьма сложна. Над решением ее отдельных вопросов работали известные ученые (Тузезова, 1984; Карус, 1986; Рейнольдс, 1991; и др.). Обобщение и анализ опубликованных материалов по различным регионам, а также фондовых источников по ряду нефтяных районов юга Западно –Сибирской плиты (Меркулов, Зятев, 1995; Котов, 1995; Столбов, 1998,) дает возможность принять за наиболее вероятную следующую схему преобразования магнитной восприимчивости пород. Изменения состава пород происходят под влиянием микропросачивания газовых пузырьков легких углеводородов через сеть соединяющихся трещин, разломов и пластовых уровней, по которым идет наиболее интенсивная миграция. Под воздействием мигрирующих из залежи углеводородов за счет оксидов и гидрооксидов железа осадочных пород, проявляющих слабые ферромагнитные свойства (гематит, гетит, лепидокрокит и др.), образуются как сильные ферромагнетики, (магнетит, пирротин), так и слабомагнитный сидерит и практически немагнитный пирит. Необходимый для образования сульфидов сероводород присутствует в составе мигрирующих газов, а также может восстанавливаться из сульфат-иона вмещающих пород при окислении углеводородов. Американские исследователи предполагают участие анаэробных бактерий в таком восстановлении. Согласно Краускопфу (1967):



Если H_2S находится в больших количествах, он может реагировать с породами богатыми железом, образуя пириты



При меньших количествах H_2S реакция может происходить частично, в результате ее появляется как пирит, так и оксид железа FeO - $\text{Fe}_2\text{O}_3 + 2\text{H}_2\text{S} = \text{FeS}_2 + \text{FeO} + 2\text{H}_2\text{O}$.

Оксид железа может соединяться с непрореагировавшим гематитом, образуя диагенетический магнетит: $\text{FeO} + \text{Fe}_2\text{O}_3 = \text{Fe}_3\text{O}_4$. При высокой активности углекислоты появляется сидерит.

Таким образом, воздействие на осадочные породы мигрирующих окисляющихся УВ заключается как в увеличении, так и в уменьшении их магнитной

восприимчивости, что объясняет появление высокочастотного компонента аномального магнитного поля над залежью. Сопоставление результатов магнитометрических (региональное понижение магнитного поля в контуре нефтеносности) и петрофизических (повышение средней магнитной восприимчивости горных пород над залежью) исследований позволяет предположить инверсию физико–химической обстановки выше интервала петрофизических измерений, приведшую к фоновому понижению магнитной восприимчивости пород в «столбе» воздействия УВ. Последнее может быть связано с увеличением степени окисления УВ в верхней части разреза с соответствующим повышением активности сероводорода и углекислоты, что проявляется в повышении содержания в породах пирита и сидерита, отмеченном на ряде месторождений Западной Сибири (Карус, 1986).

3. Залежи УВ Южно-Черемшанского месторождения отражаются аномальностью радиогеохимического поля, проявляющейся в относительном понижении мощности экспозиционной дозы, зональном расположении областей выноса и накопления радиоактивных элементов, нарушении корреляционных связей тория и калия с ураном.

Планы изоконцентратTh, K, U, изолиний экспозиционной дозы на Южно – Черемшанском месторождении обнаруживают хорошую согласованность со структурным планом поднятия по горизонту Па, а в большей степени – с контуром нефтеносности месторождения. В пределах последнего происходит относительное понижение концентраций всех радиоактивных элементов, особенно урана ($<4 \cdot 10^{-4}$ вес.%), что отображается в устойчивом снижении мощности экспозиционной дозы (<5 мкр/час). Области понижения концентраций радиоактивных элементов обрамляются областями их повышения, образуя в целом зональную структуру радиогеохимического поля. Наиболее широкую область выноса, практически совпадающую с контуром нефтеносности, и удаленную область понижения имеет уран. Аномальные изменения Th и K относительно согласованы, что проявляется в значимом коэффициенте корреляции между концентрациями этих элементов (+0.75), однако, K имеет более широкие области выноса по сравнению с Th.

В целом размеры понижения областей концентраций радиоактивных элементов над нефтяной залежью согласуется с рядом их подвижности в водных растворах зоны гипергенеза – U – K – Th (Перельман, 1979.), но судя по гамма-спектрометрическим измерениям над Южно–Черемшанским месторождением, подвижность урана оказывается аномально высокой. Последнее проявляется в резкой несогласованности изменения концентраций U с концентрациями других

радиоактивных элементов, особенно с наименее подвижным Th. Торий – урановое отношение выступает хорошим показателем надзалежного перераспределения радиоактивных элементов в зоне гипергенеза. Контур нефтеносности совпадает с положительными аномалиями торий – уранового отношения ($>3\text{отн.ед}$), либо обрамляется ими. Наибольший вклад в структуру торий – уранового отношения вносит уран.

Имеются немногочисленные исследования причин перераспределения радиоактивных элементов в надзалежной зоне. Наиболее удовлетворяющая результатам гамма-спектрометрических измерений на Южно–Черемшанском месторождении модель формирования радиогеохимической аномалии над углеводородной залежью, разработана китайскими специалистами (Wang Ping, Li Zhou bo, 1996). Обогащение геологического разреза углеводородной фракцией, мигрирующей из залежи, обладающей мощными восстановительными свойствами, и проникновение в толщу пород окислителя – атмосферного кислорода приводит к существенному изменению окислительно–восстановительной обстановки над месторождением, образованию геохимических барьеров. Естественные радиоактивные элементы U, Th, K и продукты их распада характеризуются различной реакцией на изменение физико-химических параметров среды, в частности, величин pH и Eh. В верхней геохимической зоне месторождения уран в окислительных условиях образует стабильный уранил-ионный комплекс $(\text{UO}_2)^{2+}$, хорошо растворимый в воде и легко подвижный. На краях залежи, в ослабленных зонах, происходит наиболее интенсивная миграция УВ и понижение Eh. При попадании урана в эту среду он восстанавливается, превращается в нерастворимый UO_2 (уранит) и осаждается. Таким образом появляются кольцевые зоны урановых аномалий над месторождениями УВ.

Наблюдаемое над Южно-Черемшанским месторождением понижение концентраций других радиоактивных элементов (K и Th), не реагирующих в силу постоянной валентности на Eh среды, указывает на наличие кислой среды, как результат глубокого окисления УВ. По другим данным, в контуре нефтегазоносности ряда нефтяных месторождений Западной Сибири отмечается, напротив, увеличение pH (Карус, 1986), и концентрации Th и K не понижаются (Соболев, 1999). По видимому, конкретная геохимическая обстановка верхней части разреза над нефтяным месторождением зависит от соотношения скоростей подтока УВ и их окисления. Практически, кроме потери корреляции между Th и U в зоне влияния залежи УВ единых однозначных критериев для всех изученных нефтяных

месторождений не выработано, что говорит о чрезвычайной сложности этого вопроса и необходимости его дальнейшего изучения с использованием данных геоморфологии, гидрогеологии, литологии и других разделов науки, позволяющих глубже понять сложный процесс воздействия мигрирующих УВ на зону гипергенеза и поведение здесь радиоактивных элементов.

4. Разработана методика локального прогноза нефтеносности по комплексным геофизическим данным, произведена ее апробация. Выполнен локальный прогноз нефтеносности центральной и восточной частей Южно-Черемшанского куполовидного поднятия.

Для описания связей магнитного поля с характеристиками геологической среды, а также для прогнозирования геологических ситуаций по магнитному полю использованы методы математической статистики по традиционной для разведочной геофизики технологии: на первом этапе были выбраны эталонные геологические объекты и изучены характерные параметры изменения магнитного поля, наблюдаемого над ними; затем поле обследуемых площадей сравнивалось с эталонным по комплексу признаков.

В качестве эталонных объектов поиска были приняты участки локализации залежей УВ, вскрытых скважинами Р-335, Р-2, Р-216, Р-233, Поисковые признаки магнитного поля для этих объектов оценивались на площади 1 км². Устойчивость диапазона изменений различных поисковых параметров, их информативность оценивалась путем сравнения параметров поля «искомых объектов» (мест локализации залежей УВ) с аналогичными параметрами поля участков заведомо «пустых» пород (участки водоносных скважин Р-1, Р-342).

На основе опробывания различных схем обработки наблюдаемых значений магнитного поля и формирования разных наборов поисковых признаков, позволяющих выделять перспективные участки, были определены оптимальные процедуры трансформаций поля и комплекс признаков нефтепрогноза по данным магнитной съемки.

Наиболее информативными поисковыми признаками для условий Южно Черемшанского нефтяного месторождения являются: 1) значения спектральной плотности дисперсии, 2) отношения энергий изменения амплитуды индукции в полосе высоких (5-10 км⁻¹) и средних (2-5 км⁻¹) частот, 3) значения экстремальных частот текущих спектров для выбираемых в ходе преобразований интервалов.

Дисперсионные и спектрально-энергетические поисковые параметры поля были объединены в комплексный прогнозный показатель (КПП), который

использовался при принятии решения о принадлежности участка к перспективному. Пороговым значением КПП принята величина 0.7, выше которой поле отвечает искомому объекту – участку пород верхней (над залежью УВ) части разреза, подвергшейся эпигенетическим изменениям. Разработанная схема формальной интерпретации магнитного поля была опробована на всей площади Южно-Черемшанского месторождения. Результат представлен в виде карты изолиний КПП

Основная аномалия повышенных значений КПП (>0.7) локализована в области центрального купола месторождения, имеет преобладающее северо-восточное простирание, охватывает в этом направлении известные залежи углеводородов, вскрытые разведочными скважинами. Она дополняется в юго-западной части малой по размерам зоной. В восточной части площади выделяются четыре ранее неизвестных аномальных участка, не опробованных бурением. Они имеют относительно небольшие размеры и близкую к изометричной форму.

В поле гамма-излучения наиболее устойчивым критерием в данном районе оказался показатель отношения торий-уранового излучений.

По этому показателю наиболее обширная область его повышенных значений удовлетворительно совпадает с основной аномалией КПП магнитного поля. Сходимость изменений торий–уранового отношения с вариациями КПП наблюдается на юго-востоке площади.

Для объединения результатов прогноза по магнитным и радиометрическим данным была проведена операция сложения торий-уранового отношения и КПП по соответствующим точкам, и нормирование на наибольшее значение. В результате получен план изолиний вероятности обнаружения нефтенасыщенного объекта по комплексным геофизическим данным. Необходимо особо подчеркнуть, что описанный этап является хотя и обоснованным, но все же формальным математическим подходом, и полученные результаты необходимо подвергнуть тщательному анализу, привлекая всю геолого-геофизическую информацию.

На последнем этапе прогнозные данные, полученные в результате магнитной и гамма-спектрометрической съемки, сопоставлялись со структурным планом по горизонту Па и с планом разрывных нарушений, выявленным по данным магниторазведки.

Основная комплексная аномалия на плане вероятности обнаружения нефтенасыщенного объекта локализована в области центрального купола месторождения. Этой зоне присвоен №1. Ее простирание согласовано со структурным планом, и охватывает известные залежи углеводородов, вскрытые разведочными

скважинами. Аномальная зона №2 имеет северо-западное распространение. Она приурочена к локальным куполам, осложняющим основную структуру восточной части Южно-Черемшанского поднятия. Интересно расположение в структурном плане аномалий №№ 4,5,6 на юго-востоке площади и зоны №3 на юго-западе. По плану горизонта Па эти зоны приурочены к террасе - месту, где могло происходить накопление прибрежно-морских песчаников в юрское время и формирование хорошего коллектора для залежей УВ.

Давно замечено, что месторождения, вытягиваясь вдоль разломов, часто локализуются в узлах их пересечений. Промышленно нефтеносный центральный купол имеет густую сеть разрывных нарушений, предполагаемых по данным магниторазведки; большинство выделенных перспективных зон сопровождается такими нарушениями.

Сопоставление полученных комплексных аномалий с результатами бурения и испытания скважин показывают удовлетворительную сходимость, подтверждая правомерность принятой априорной модели распределения магнитных и радиоактивных свойств пород в ореоле влияния нефтяных месторождений.

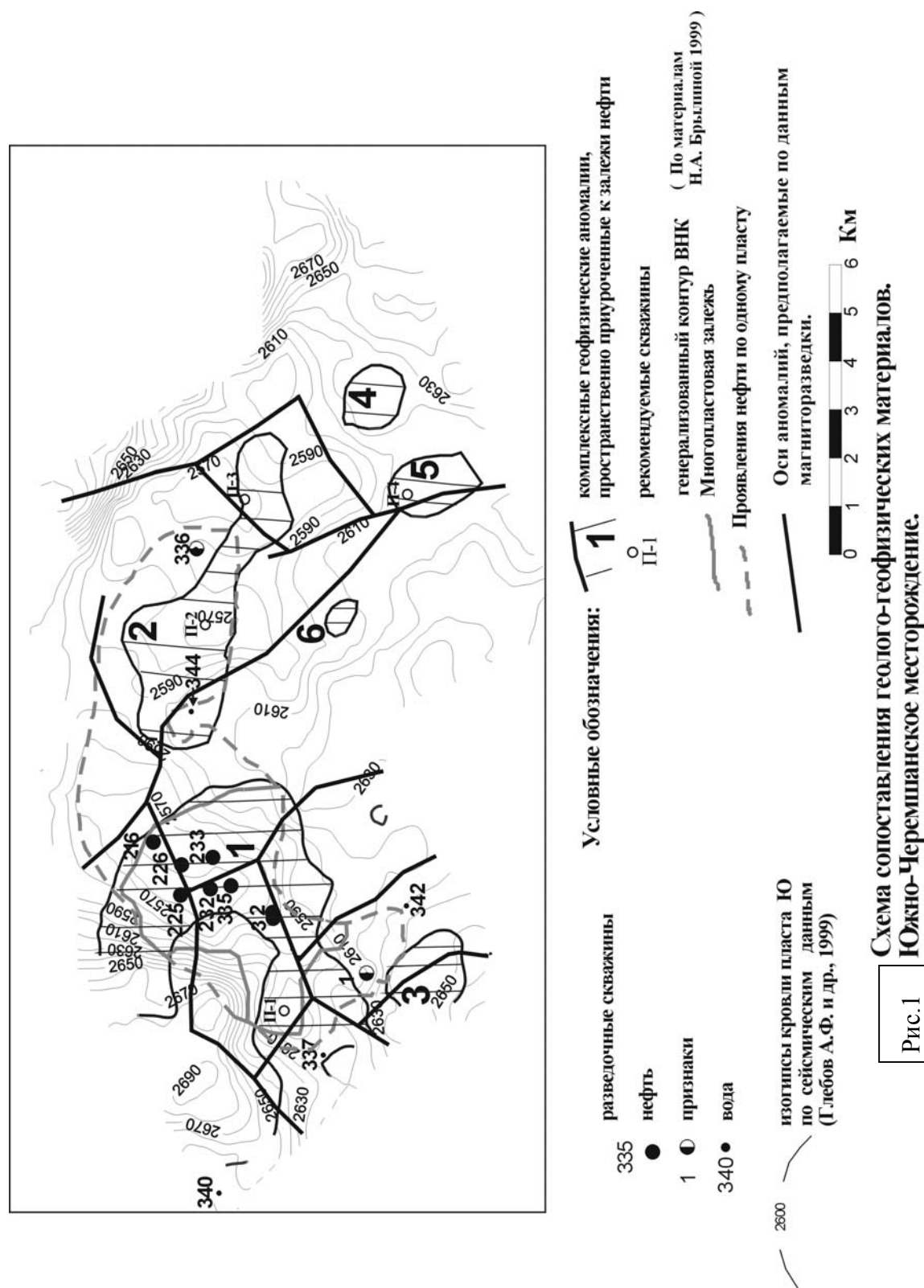
Анализируя схему сопоставления геолого-геофизических материалов Южно-Черемшанского месторождения, по результатам проделанной работы можно рекомендовать следующие точки заложения скважин (рис1).

П-1 (прогнозная-1). Точка находится в юго-западной части площади (северо-восточнее непродуктивной скважины Р-337). Рекомендуемая скважина должна разместиться на своде антиклинали с изогипсой по Па -2500, осложняющей центральный купол в районе сочленения предполагаемых разломов северо-западного и северо-восточного простираний.

П-2. Рекомендуемая точка заложения скважины находится в центральной части восточного купола с отметкой по Па -2570. Значение на плане вероятности обнаружения нефтенасыщенного объекта по комплексу признаков в этой точке (>0.85), кроме того она характеризуется благоприятным структурным фактором.

П-3. Прогнозное место заложения скважины, которое приурочено к югу восточного поднятия, осложняющего восточный купол Южно-Черемшанского месторождения. По изогипсе отражающего горизонта Па оно имеет отметку -2570. Точка находится в зоне высокой вероятности по комплексным геофизическим

данным (0.75 у.е) вблизи выявленного разлома северо-восточного простирания.



П-4. Точка приурочена к террасе по отражающему горизонту Па, что, учитывая унаследованность структур, является благоприятным фактором. Наличие береговой линии является благоприятным условием для формирования высокопористого коллектора. По комплексным геофизическим данным в точке отмечается высокая степень вероятности обнаружения нефтенасыщенного объекта

(>0.8), и она находится в непосредственной близости от тектонического нарушения северо-западного простирания.

После проведения полевых работ летом 1999 года, учитывая полученные нами результаты, по заказу ЗАО «Петролеум унд газ» были пробурены скважины №№ 225, 232, располагающиеся на центральном куполе. Из обеих скважин получен промышленный приток (50 и 92.4 м³/сут соответственно). Учитывая наши материалы, для заложения скважины была выбрана точка П-1. Эта скважина пробурена в 2001 году, она дала промышленный приток нефти 40 м³/сут. Здесь прогноз так же подтвердился.

Заключение

В результате работ, выполненных на Южно-Черемшанской площади, доказано, что в материалах наземной высокоточной магнитной и гамма-спектрометрической съемки находят отражение информация о нефтеносности участков. В магнитном поле это выражается увеличением дисперсии приращения полного вектора магнитной индукции на фоне относительного понижения региональной составляющей. В гамма-спектрометрическом поле перспективные участки сопровождаются увеличенными значениями торий/уранового отношения. Различие структур полей «пустых» и продуктивных площадей обусловлено отличиями физических свойств горных пород, возникшими в результате влияния залежей УВ. Характерные для участков залежей УВ изменения физических полей малоамплитудны и существенно осложнены помехами. Поэтому для фиксации их и выделения из наблюдаемых значений поля необходимо выполнять высокоточные съемки и применять специальную систему интерпретации, предложенную в работе. Чтобы уменьшить вероятность неизбежных ошибок формальной математической интерпретации данных высокоточной магниторазведки и гамма-спектрометрии, необходимо привлекать максимально широко дополнительную геолого-геофизическую информацию.

Список опубликованных работ по теме диссертации.

1. Посысоев А.А., Чернов С.А. Структурно-тектоническая позиция и закономерности размещения залежей УВ Крапивинского месторождения по комплексным геофизическим данным. //Материалы конференции «Актуальные вопросы геологии и географии Сибири». Т2. Томск, 1998, с. 173-175.
2. Посысоев А.А., Применение геофизических методов для выявления и оконтуривания залежей УВ. //Материалы конференции «Проблемы региональной экологии». Новосибирск. 2000, Вып.8, с. 184-185.

3. Посысоев А.А. Высокоточная магниторазведка при изучении нефтегазоносности доюрского фундамента (на примере Арчинской площади).// Материалы Второй Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых им. М.А. Усова. Томск, 1998, с. 16.
4. Посысоев А.А. Применение высокоточной магниторазведки на Вахской площади.// Труды Четвертого Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова. Томск, 2000, с.320 – 321.
5. Посысоев А.А., Александров А.В., Меркулов В.П., Ким Р.А. Применение палеомагнитного метода для расчленения и корреляции неокомского разреза Южно-Черемшанского месторождения. //Материалы конференции «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства». Томск, 2001, с. 212 – 215.
6. Меркулов В.П., Ким Р.А., Беккерман А.И., Посысоев А.А., Панова Е.Ю. Опыт внедрения инновационных методов нефтепоисковых работ на Южно-Черемшанском месторождении. // Сборник научных статей «Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири». Томск, 2000, с. 33-42.