

Секция 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ОБ ИТОГАХ НАУЧНЫХ РАБОТ КАФЕДРЫ «ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МПИ»

(К 60-ЛЕТИЮ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ ТПУ)

Л.Я. Ерофеев, профессор, заведующий кафедрой

Научные исследования на кафедре ведутся, в основном, по двум направлениям: 1) разрабатываются методы формальной количественной интерпретации магнитных и гравитационных аномалий и 2) на основе петрофизических изысканий определяются возможности геофизических методов при поисках и разведке различных видов месторождений полезных ископаемых и решения экологических задач.

I. Разработка методов количественной интерпретации магнитных и гравитационных аномалий.

Первые десятилетия работы кафедры совпали с интенсивным внедрением геофизических методов в практику геологических работ. В частности, магнитными и гравитационными съёмками покрывались значительные территории. Для извлечения из заснятых полей полезной информации нужны были специальные методы и способы интерпретации. Д.С. Миковым была решена прямая задача геофизики и, соответственно, был получен алгоритм вычисления поля (магнитного, гравитационного) от тел произвольной формы в двумерном варианте.

Для обеспечения и ускорения процедуры интерпретации на основе этого решения Д.С. Миковым была составлена специальная «точечная палетка», созданы атласы теоретических кривых различных возмущающих тел применительно к наземным и скважинным измерениям, разработаны методы интерпретации путём исключения элементарных полей. Значительным достижением в области интерпретации аномалий стали разработки Д.С. Микова по интегральным методам интерпретации и способов, позволяющих использовать широкий арсенал методов интерпретации от вертикально намагниченных тел для условий произвольного направления намагничивания.

Значительные исследования по изучению количественных связей между полем и возмущающими неоднородностями различного плана были выполнены на кафедре также Г.К. Автеньевым, Л.Я. Ерофеевым и рядом других сотрудников.

II. О возможностях геофизических методов при изучении месторождений золота, углеводородов и решении экологических задач.

Именно этим проблемам было уделено основное внимание в научных исследованиях сотрудников кафедры геофизики в последнее время. Выявление возможностей проводилось, как правило, на базе петрофизических исследований, сопровождалось разработкой методики полевых наблюдений и способов геологической интерпретации полученных материалов. В ряде случаев результаты исследований оказались в теоретическом и практическом плане полезными. О последних ниже пойдёт речь.

Петрофизика месторождений золота, возможности геофизических методов при их изучении.

Руды золота у большинства генотипов месторождений существенно отличаются от вмещающих пород по многим физическим параметрам, они не создают практически заметного аномального эффекта из-за малого объёма, который занимают в массивах породы. Слабые сигналы руд всегда имеют весьма непостоянный и интенсивный фон, что привело к выводам специалистов о малой эффективности геофизических методов при изучении большинства генотипов месторождений золота.

Повышение эффективности геофизических методов на золото в этих условиях может быть достигнуто путём изучения связей распределения оруденения с трансформациями «фона» физических полей и выявления на этой базе возможности опосредованного определения мест локализации золотооруденения, интенсивности его развития, решения ряда поисково-разведочных и других геологических задач по «фоновым» показателям полей.

Такие работы, включающие комплекс геофизических, петрофизических и минерало-геохимических исследований, были выполнены большой группой территориальных геологических управлений и сотрудниками кафедры под руководством Л.Я. Ерофеева.

Возможности комплекса методов могут быть успешно реализованы как при изучении новых золотоносных площадей, так и, в особенности, при оценке перспектив рудопроявлений, законсервированных месторождений и флангов эксплуатируемых рудных полей.

О возможностях геофизических методов при прогнозировании и изучении залежей углеводородов.

Из геофизических методов разведки при поисках и изучении месторождений нефти и газа длительное время используется главным образом сейсморазведка. Вопросы совершенствования этого метода занимают приоритетное положение в разведочной геофизике. В ближайшее десятилетие ей вряд ли составит конкуренцию какой-либо отдельный геофизический метод, но более тесное и углублённое комплексирование её с другими методами неизбежно, поскольку перед геофизической разведкой ставятся всё более сложные геологические задачи, которые решать одним методом будет всё труднее.

Исходя из этого, на кафедре в течение двух десятилетий ведутся исследовательские работы по выяснению возможностей «лёгких» геофизических методов при изучении нефтегазоносных провинций – магнито-гравиразведки и петрофизики. Работы выполняются применительно к условиям Томской области.

Изучение и сопоставление комплекса физических свойств (магнитной восприимчивости, плотности и скорости продольных волн) пород, вскрытых «пустыми» и «продуктивными» скважинами, обнаруживают заметную разницу физических свойств. Выявленные закономерности в изменениях физических свойств пород позволили определить природу геофизических аномалий, закономерности проявления месторождений нефти и газа в магнитном и гравитационном полях, разработать методику выполнения измерений и систему методов выделения и интерпретации

аномалий. Эти же материалы послужили основой для выработки рекомендаций по комплексированию сейсмических методов МОГТ и КМПВ с «лёгкими» геофизическими методами. Опробование рекомендаций на ряде месторождений углеводородов Томской области показало, что использование лёгких методов приводит к повышению информативности геофизических материалов, надёжности прогнозирования месторождений и оценки продуктивности залежей, повышению экономической эффективности.

Разработана методика палеомагнитного восстановления пространственной ориентации керна. Ориентированные образцы пород позволяют изучать внутреннюю тектоническую структуру толщ пород, прогнозировать и моделировать залежи углеводородов.

Теоретические рекомендации и практические технологии, полученные на кафедре, прошли успешное опробование в условиях Игольской нефтяной площади, на Северо-Вахском и Западно-Полудённом месторождениях углеводородного сырья Томской области.

Экогеофизические исследования.

Работы по этой тематике ведутся на кафедре сравнительно недавно, с 1989 года. Они направлены, главным образом, на выяснение возможностей геофизических методов при изучении оползневых явлений и состояния водоупорных экранов жидких радиоактивных отходов (ЖРО).

Изучались возможности широкого круга геофизических методов. В результате было установлено, что практически значимую информацию об оползнях можно получить, используя комплекс, состоящий из методов естественного поля, сопротивлений и сейсморазведки.

Опробование разработанного комплекса при изучении оползневых участков в районе Лагерного сада и микрорайона «Солнечный» г. Томска, а также на правом берегу р. Томи в окрестностях г. Северска показало, что предложенный комплекс методов и технология проведения измерений, интерпретации материалов физических наблюдений достаточно эффективны как в части полноты и детальности получаемой информации, так и в экономическом отношении, позволило решить важные практические задачи при проведении противооползневых мероприятий на этих участках.

Выяснение возможностей геофизических методов при оценке состояния, экранов, локализирующих жидкие промышленные отходы в определённых местах, представляется сегодня весьма актуальной проблемой.

Жидкие промышленные отходы обычно хранят в прудах-отстойниках или в промышленных горизонтах. В том и другом случае экранами являются слои глин, от мощности, зернового состава и целостности которых зависит надёжность границ.

Лабораторные и натурные эксперименты с различными геофизическими методами показали, что места запредельного утонения гидроэкрана, повышенной песчаности и разрывов достаточно надёжно фиксируются с помощью электроразведки, дифференцирующей разрез по электрическому сопротивлению. Эти методы можно применять для контроля качества сооружаемых хранилищ и при выборе подходящих участков геологического разреза для глубинного захоронения отходов. Но получаемая методами сопротивлений информация о состоянии гидроэкрана заполненного ЖРО хранилища во многих случаях имеет малую надёжность из-за весьма высокой электропроводности отходов (около 3 См/м), нивелирующих слабые аномальные эффекты от неоднородностей в строении гидроэкрана. Ситуация здесь усложняется ещё и тем, что содержимое пруда-отстойника имеет повышенную радиоактивность, на позволяющая пребывание персонала в пределах отстойника даже во время нескольких измерений.

В этих условиях оказалась приемлемой технология геофизического контроля.

Научные исследования на кафедре, несмотря на существенные и разнообразные затруднения последних лет, продолжаются. Сегодня доминирующим научным направлением по-прежнему, является разработка основ геологической интерпретации геофизических полей на базе петрофизических определений. Актуальность этого направления в создавшейся в разведочной геофизике ситуации с течением времени нарастает. Эта обуславливается, главным образом, тем, что широкомасштабное и стремительное во времени внедрение вычислительной техники в практику интерпретации полевых измерений приводит к существенному опережению разработок формальных методов истолкования полей сегодняшних темпов создания необходимой петрофизической базы, позволяющей наполнять геометрические схемы геологическим содержанием. Кроме этого, в настоящее время перед геофизическими методами ставятся новые, всё более сложные геологические, инженерные и экологические задачи, что требует определения (опять-таки на основе петрофизических данных) возможностей решения их как отдельными методами, так и комплексом, разработки соответствующей технологии проведения измерений и способов интерпретации.

ПРИЧИНЫ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ПРОХОДКЕ ДРЕНАЖНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

А.А. Аскеров

Научный руководитель доцент Е.В. Гусев, старший преподаватель Н.А. Забродина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы образования оползней и, собственно, оползневые процессы в г. Томске наиболее интенсивно проявлены на правом берегу р. Томи от Лагерного сада до пл. Южной. В связи с этим, здесь проводится большой комплекс берегоукрепительных работ и осуществляется проходка противооползневой дренажной горной выработки (ДГВ) вдоль берега р. Томи с целью перехвата подземных вод с помощью сквозных фильтров (СФ) и восстающих скважин. В настоящее время, работы по созданию ДГВ приостановлены в связи с угрозой обрушения вышележащих пород в проходку.

Геофизические исследования в г. Томске выполнялись на территории строительства ДГВ в районе Технопарка на участке между СФ-34 и СФ-37 с целью выяснения причин возможной аварийной ситуации при проходке ДГВ. Работы проводились методами электроразведки: ВЭЗ, четырех разносного СЭП и ЕП. Точки наблюдения располагались в основном по оси ДГВ и меньшей частью по сторонам от оси на 15-20 м. Неравномерность сети наблюдения объясняется занятостью территории гаражами, частично асфальтовым покрытием.

ВЭЗ выполнялось симметричной установкой с АВ/2 равным 65-150 м, в зависимости от условий заземления питающей линии АВ.

СЭП выполнялось симметричной установкой на 4-х разносах (АВ/2 равным 15, 25, 40, 65). Разносы располагались вкрест оси ДГВ, за исключением ЭП-3, ЭП-8, ВЭЗ-7. Здесь из-за занятости территории разносы были параллельны оси ДГВ.

Измерения проводились аппаратурой АНЧ-3 на переменном токе с частотой 4,88 Гц.

Потенциалы блуждающих токов измерялись неполяризуемыми электродами, расположенными под 90° друг к другу.

Была выполнена качественная и количественная интерпретация с использованием материалов бурения по скважинам С-23, С-2, С-909, С-908.

По результатам геофизических исследований были выявлены следующие особенности:

1) При количественной интерпретации ВЭЗ-1, 2, 3, 4 были получены отметки подошвы насыпных грунтов (рис. 1). Получается, что ЮВ часть гаражей расположена над карьерной выемкой, рядом с которой пробурен СФ-34. Далее от СФ-34 к СФ-35 глубина увеличивается и наиболее глубокая часть карьера находится в районе провала, подошвой достигая нижележащие текучие супеси. Далее по ВЭЗ-1 подошва насыпных грунтов повышается до отметки 130,8 м, потом до 133,5 м (ВЭЗ-2), а после СФ-35 до СФ-37 идет ее погружение до отметок 122,7-120,5 м (ВЭЗ-4, 3). По С-2 подошва насыпных грунтов находится на отметке 126,1 м.

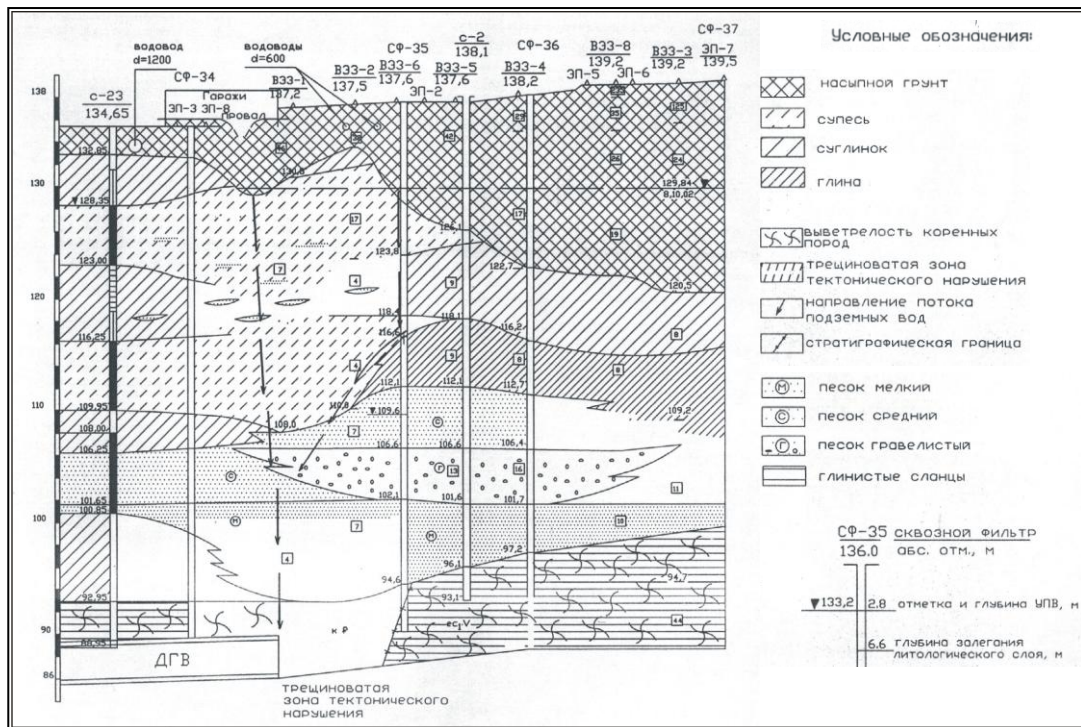


Рис. 1. Геологический разрез с элементами интерпретации ВЭЗ

2
) Как видно из разреза (рис. 1), кровля подстилающих суглинок опускается от С-2 к СФ-34, достигая минимума в районе провала. Абсолютная отметка по ВЭЗ-1 равна 122,2 м. Мощно

ство водоупора (слоя суглинков), содержащего к тому же прослой песка, в данном месте уменьшается.

3) Как видно по ВЭЗ-1, 2, 5 и С-2, С-909 кровля песчаных грунтов погружается в сторону провала (абс. отм. 112,9; 111,1; 110; 108,0). При этом погружается слой глин и суглинков. Глины, вероятней всего, выклиниваются в районе провала, а мощность суглинков уменьшается до 1,5-2,0 м.

4) По данным ВЭЗ-1, 2 (отметки 95,6 и 95,7) уменьшается мощность суглинков новомихайловской свиты, а, возможно, и их выклинивание. Получается, что слой водонасыщенного песка лежит непосредственно на коре выветривания глинистых сланцев.

5) По разрезу изом (рис. 2) в районе СФ-35 наблюдается падение сопротивления. Возможно, это связано с образованием депрессионной воронки при бурении СФ-35. По изолинии в 30 Ом данная картина отсутствует, т.к. она отражает строение и состояние грунтов, залегающих выше УГВ. Возможно, воды верховодки прошли по внешней стороне фильтра в слой суглинка с прослоями песка и в супесях по наклонной кровле глин прошли ниже. При этом вымывание грунта суглинков способствовало опусканию вышележащих толщ и образованию провала.

При измерениях по ВЭЗ-7 (АВ/2 равно 40 м) и ВЭЗ-1 (АВ/2 равно 65 м) наблюдалась значительная нестабильность значений, причиной которой может быть нестабильное состояние грунтов (плывун, подземный поток).

6) По разрезу изом выделена область пониженных значений ρ_k 3,6-5 Ом, которая может быть связана с образованием пльвуна. При повторном измерении через 4 дня (ЭП-8) наблюдалось некоторое повышение значений до 21 Ом. Было сделано предположение, что отличие значений связано с засыпкой провала гравийным грунтом и его проникновением в нижележащие горизонты.

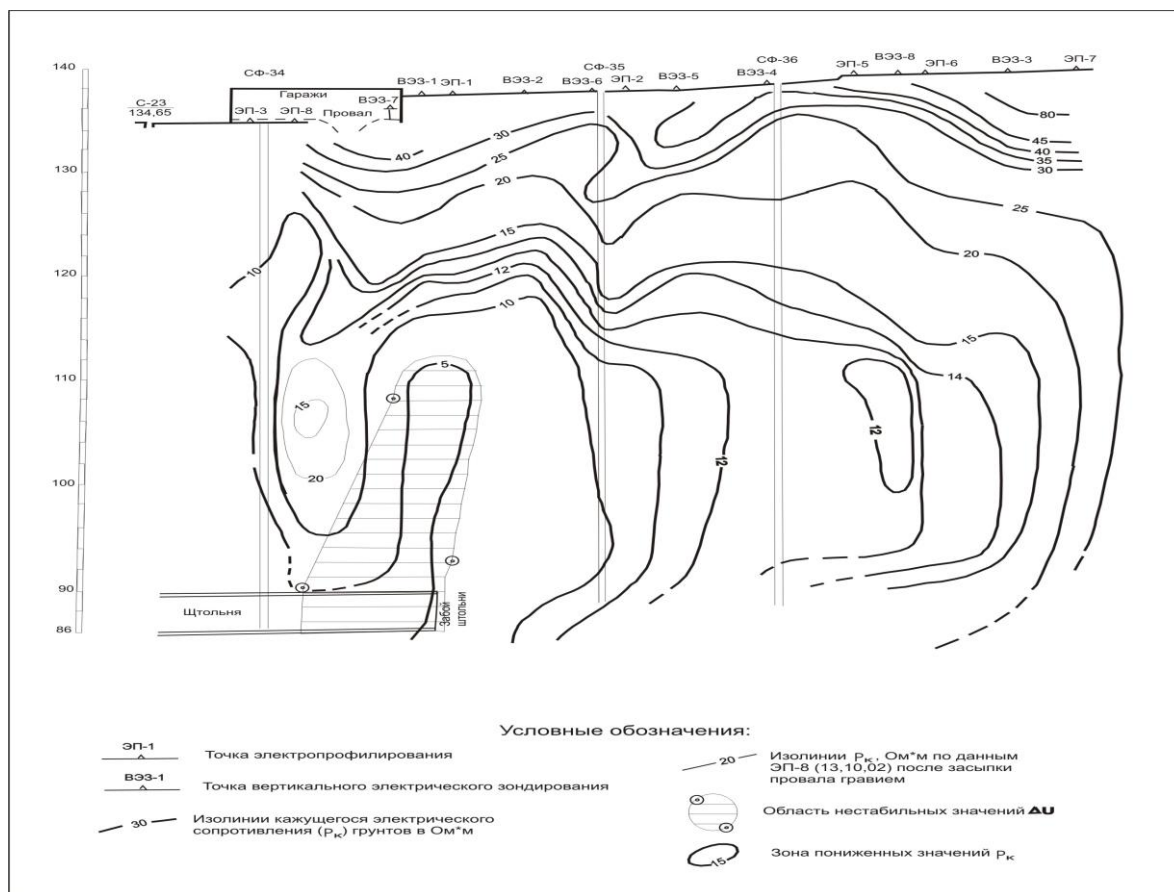


Рис. 2. Разрез изоом в районе технопарка

7) По результатам ЕП выявлено две зоны (рис. 3), где векторы разности потенциалов ΔU имеют приблизительно одинаковые направления. По опыту ранее проводившихся работ (Е.В. Гусев), такие зоны предположительно увязываются с опасными оползневыми участками. Такие зоны могут быть увязаны с трещиноватыми зонами палеозойского фундамента. Трещиноватость зон фундамента связана с трещинами выветривания, трещинами расщепления и трещинами, возникшими в перегибах складок в околодизъюнктивной зоне.

Из анализа полученного геофизического материала можно сделать следующие заключения:

1. Наличие в верхней части разреза на участке ДГВ от СФ-34 до СФ-37 обводненных насыпных грунтов значительной мощности.
2. Преобладание песчаных и супесчаных толщ при небольшой мощности водоупоров между СФ-34 и СФ-35, особенно под гаражами.
3. Наличие наклонной кровли водоупора, выклинивающегося в сторону провала.
4. Наличие древней ложбины стока (гидрогеологического окна), сложенной крупнозернистыми породами с высоким коэффициентом фильтрации.

Таким образом, по геофизическим данным была установлена основная причина аварийной ситуации при проходке ДГВ: наличие трещиноватой зоны тектонического нарушения палеозойского фундамента, способствующей образованию гидрогеологического окна и, как результат, уменьшению мощности водоупора над кровлей ДГВ менее 6 м.

Дополнительными причинами являются наличие большой мощности насыпных грунтов (засыпанного карьера), возможных утечек из водоводов ГРЭС, образование депрессионной воронки при проходке СФ-35.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА СВЯЗАННОЙ ВОДЫ ПО ДАННЫМ ГИС.

М.Н. Бахарева

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность исследований возникла в связи с тем, что в условиях глинистых коллекторов, к которым относятся коллекторы месторождений УВ Западной Сибири, важной характеристикой его является коэффициент связанной воды ($K_{св.в}$). Он лимитирует максимальное количество УВ в поровом пространстве ($K_{нг}=1-K_{св.в}$), а также фильтрационно-емкостные свойства коллектора, в частности его проницаемость ($K_{пр}=f(K_{п}-K_{п} \cdot K_{св.в})$, где $K_{п}$ – коэффициент эффективной пористости).

Проблема в свою очередь заключается в том, что коэффициент связанной воды напрямую не определяется ни одним геофизическим методом.

Целью исследования является выявить возможность оценки коэффициента связанной воды по комплексу геофизических исследований скважин.

В качестве исходных материалов использовались результаты интерпретации данных ГИС по скважинам Средне-Нурольского, Северо-Васюганского, Казанского и Мыльджинского месторождений. В качестве методов исследований используется корреляционный анализ.

После того, как мы построили суммарное поле корреляции $K_{св.в}=f(K_{гл})$ скважин данных месторождений, нас больше всего заинтересовало Мыльджинское месторождение, расположенное в пределах Средневасюганского нефтегазоносного района.

Как видно, теснота связи $K_{св.в}=f(K_{гл})$ такого поля очень мала, что говорит о невозможности установления связи между заданными параметрами при данных условиях.

Учитывая зависимость связанной воды в порах с глинистостью через микропористость глин ($\omega_{гл}$)

$$K_{св.в} = \omega_{гл} \cdot \frac{K_{гл}}{K_{п}}$$

построим суммарное поле корреляции $K_{св.в} - K_{гл}/K_{п}$ скважин Мыльджинского месторождения.

Как видно из рис. 1, теснота связи между установленными зависимостями возросла.

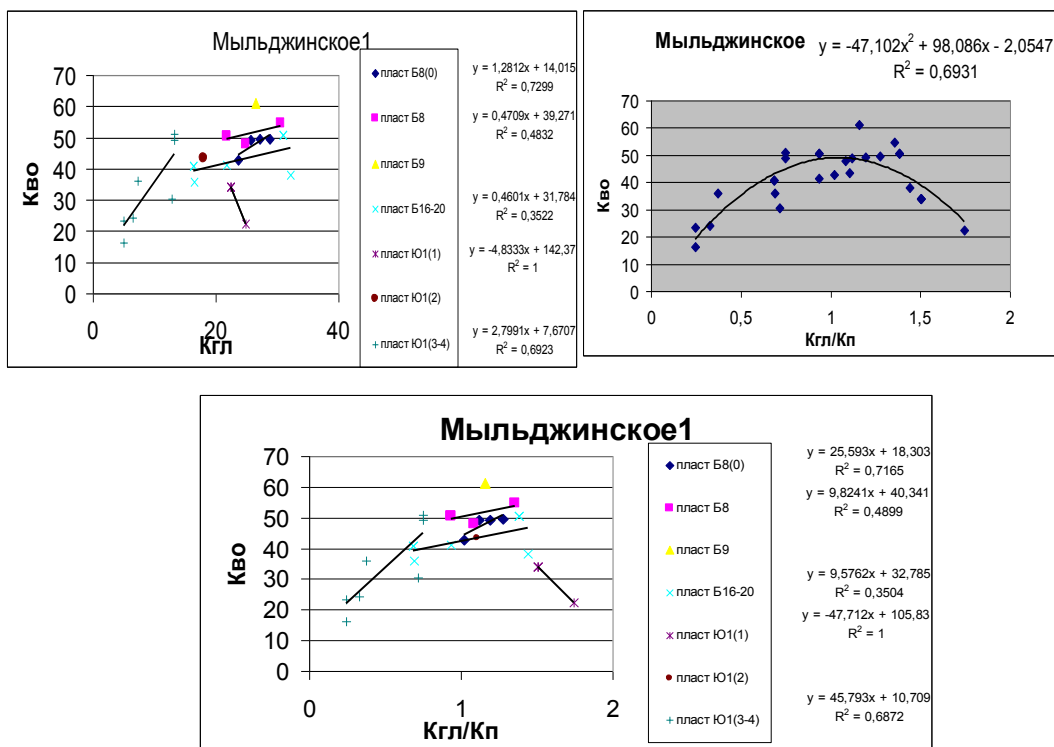


Рис. Корреляционные зависимости $K_{во}$ от $K_{гл}$ и $K_{п}$

Коэффициентом уравнения здесь является $\omega_{гл}$ - микропористость глин, свободный член b , стоящий в правой части уравнения, указывает на наличие кроме глин в коллекторе ещё и карбонатного цемента.

Построенная зависимость $K_{во} = f(K_{гл}/K_{п})$, графически схожа с параболой.

По мере возрастания глинистости, сначала наблюдается прямая зависимость, затем график функции выполаживается и после того, как $K_{гл}$ превышает $K_{п}$ в 1,2 раз, наблюдается обратная тенденция.

Пласт Ю₁(3-4) – наиболее пористый (видно из каротажной диаграммы), $K_{во}$ наиболее чувствителен к глинистости.

Пласт Ю₁(1) обладает аномальными свойствами, т.к. расположен сразу под Баженовской свитой. Этот пласт является проблемным и по нему предполагаются дальнейшие исследования.

$K_{во}$ – является хорошей оценкой глинистости коллектора в области слабоглинистости ($K_{гл} / K_{п} < 1$)

Анализируя коэффициенты в уравнениях, заключаем:

Пласт Ю₁(3-4) характеризуется самой низкой карбонатностью ($b = 10$) и самой высокой поверхностной активностью глин (видно из наклона кривой), т.е. для пласта Ю₁(3-4) основную долю в остаточной водонасыщенности играют глины, т.е. адсорбированная вода.

Все значения графика в области выполаживания характеризуются повышенной карбонатностью, возрастающих в порядке: Б(16-20), Б8, Б9, доля капиллярно удержанной воды возрастает. Уменьшение зависимости (выполаживание) зависит не столько от глинистости, сколько от карбонатности. Глины – слабоповерхностно активны, остаточная водонасыщенность несущественно изменяется.

Пласт Ю₁(1) – низкопористый, при делении на коэффициент пористости сместился в область повышенной глинистости (вправо).

По результатам исследования доказано:

В зоне предельного нефтенасыщения, с помощью корреляционного анализа можно определить поверхностную активность глин и содержание карбонатного цемента.

По этим параметрам исследованные пласты резко неоднородны, при этом, пласты, находящиеся в области выполаживания, характеризуются наибольшей карбонатностью и остаточной водонасыщенностью.

Уравнения, корреляционные зависимости и коэффициенты уравнения могут выступать в качестве параметров, определяющих тип коллекторов.

ИЗУЧЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Б.В. Белозеров

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Остаточная водонасыщенность является важным свойством терригенных коллекторов. Она занимает часть порового пространства, уменьшая тем самым эффективную пористость и проницаемость коллектора. При формировании нефтяной залежи остаточная вода не замещается нефтью и поэтому остаточная водонасыщенность ограничивает максимально возможное количество углеводородов в коллекторе. В зоне предельного нефтенасыщения для коэффициентов нефтенасыщенности (K_n) и остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) справедливо соотношение: $K_n = 1 - K_{во}$.

На геофизические параметры остаточная водонасыщенность влияет интегрировано, совместно с другими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллектора и отдельно не определяется ни одним геофизическим методом (за исключением метода ядерного магнитного резонанса). Актуальной задачей является разработка технологии оценки остаточной водонасыщенности стандартным комплексом геофизических исследований скважин (ГИС), извлечение более полной информации из геофизических материалов, в том числе и ранее проведенных работ. Поскольку остаточная водонасыщенность напрямую и косвенно отражается в результатах нескольких геофизических методов (самопроизвольной поляризации – ПС, естественной гамма-активности – ГК, показаниях нейтронного каротажа по тепловым нейтронам – НКТ), то наиболее эффективным в изучении остаточной водонасыщенности должен быть корреляционный анализ комплексных геофизических данных.

Исходными для исследования материалами послужили результаты геофизических наблюдений в скважинах против пласта Ю₁₋₃ одного из месторождений южной части Каймысовского свода (Юго-восток Западно-Сибирской НГП). Пласт представлен мелкозернистым песчаником, в подошвенной части – с алевролитом, содержит в качестве цемента глину и, реже, карбонат. На каротажных диаграммах отмечается глубоким минимумом показаний ПС и ГК, особенно в его кровельной части, и повышением данных НКТ. Измеренные геофизические параметры были пересчитаны по стандартной методике [1]: потенциалы ПС – в $\alpha_{пс}$, показания ГК – в двойной разностный параметр $\Delta\gamma$.

Остаточная водонасыщенность является экспериментальной оценкой физически связанной воды коллектора: адсорбированной и капиллярно удержанной. Адсорбированная вода связана в основном на поверхности глин как наиболее поверхностно активном компоненте коллектора. Кроме этого, в составе глин присутствует химически связанная вода, влияющая на показания нейтронного метода. Капиллярно удержанная вода обусловлена в основном микротрещиноватостью карбонатов цемента. Пористость коллектора включает в себя как открытые поры (межгранулярная пористость и микропористость цемента) так и закрытые поры, заключенные в минеральном скелете и образованные в результате разрушения растворимых минералов.

Для определения коэффициентов открытой и общей пористости коллектора и его объемной глинистости были использованы установленные для месторождения петрофизические модели:

$$K_n = 0,08067\alpha_{пс} + 0,11;$$

$$K_{эл} = 1,055 - (1,14 - 1,111\Delta\gamma)^{0,5};$$

$$K_{п.общ} = \frac{0,332}{I_{НКТ}} + 0,07998.$$

Следует обратить внимание на то, что в пористость, определенную по НКТ входит химически связанная вода (рис. 1), содержащаяся в твердой фазе, поэтому такую пористость принято называть «нейтронной».

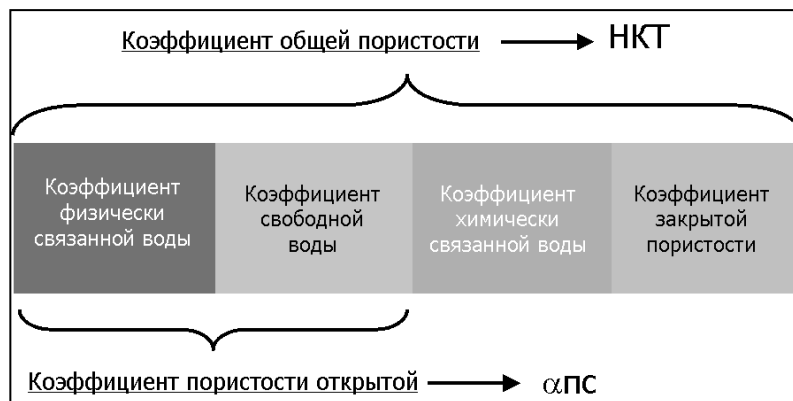


Рис. 1. Модель соотношений видов водонасыщенности, пористости коллектора и показаний геофизических методов

Из рис. 1 видно, что в показаниях методов ПС и НКТ отражаются разные элементы ФЭС коллектора, что, с учетом также данных метода ГК указывает на принципиальную возможность изучения внутренней структуры остаточной водонасыщенности и пористости коллектора. Результаты корреляционного анализа петрофизических параметров коллектора пласта Ю1-3 изученного месторождения приведены на рис. 2 и 3.

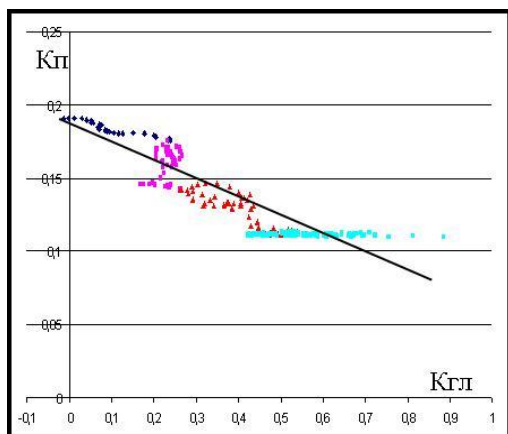


Рис. 2. Поле корреляции коэффициентов открытой пористости (по ПС) и объемной глинистости (по ГК)

Пористость терригенных коллекторов Западной Сибири в значительной степени определяется их глинистостью, что проявляется в обратной чаще всего линейной зависимости между этими параметрами (линия регрессии на рис. 2). Уравнение для коллекторов с глинистым цементом имеет вид:

$$K_n = aK_{gl} + b, \quad a = \omega_{adc} - 1,$$

где ω_{adc} – относительное количество адсорбированной воды в поровом пространстве глин, а свободный член уравнения b – коэффициент пористости чистого неглинистого песчаника, содержащего свободную воду, способную к замещению углеводородами.

Точки корреляции на рис. 2 закономерно отклоняются от средней линии: наклонные участки, соответствующие коллекторам с глинистым цементом, сменяются «вертикальной ступенькой» - интервалом, где пористость коллектора не зависит от глинистости. Наклонных участков два – в области низкой глинистости (до 20 %) и в области высокой глинистости коллектора (20 - 40 %). Характерно, что они имеют отличающиеся уравнения регрессии, особенно по угловому коэффициенту:

$$K_n = -0,0603K_{gl} + 0,1901; \quad K_n = -0,1334K_{gl} + 0,182,$$

то есть различаются типом глин (их поверхностной активностью) и количеством физически связанной на них воды. Интервал независимости пористости от коэффициента глинистости скорее всего соответствует коллектору с карбонатным цементом, а скачек пористости – микропористости карбонатов (количеству капиллярно удержанной воды). Заслуживает внимания тот факт, что карбонатизированный «участок» коллектора приходится на границу разного типа глин цемента. Массив точек, образующих горизонтальную линию в интервале глинистости выше 40 % соответствует глинистой горной породе (не коллектору), пористость которой определяется микропористостью глин. Судя по рис. 2, микропористость глин составляет 11 %, что следует также из вышеприведенного уравнения связи «ПС - глинистость» для исследуемого месторождения.

Информативным оказался и разностный параметр Δ , рассчитанный как:

$$\Delta = K_{n.НКТ} - K_{n.ПС}.$$

На рис.3 приведена корреляционная зависимость этого параметра от коэффициента объемной глинистости, аппроксимированная линейным уравнением с хорошей достоверностью. Судя по данным рис. 1, параметр Δ характеризует долю закрытых пор и химически связанной воды в коллекторе. Поскольку от глинистости зависит исключительно химическая связанная вода, то очевидны смыслы коэффициентов в линейном уравнении рис.3. Угловым коэффициентом в уравнении равен доле химически связанной воды в глинах (26,3 %), а свободный член соответствует коэффициенту закрытой пористости, как независимой от глинистости (7,6 %). По количеству химически связанной воды можно оценить минеральный состав глин, а коэффициент закрытой пористости может быть (наряду с другими параметрами) использован при классификации и идентификации коллекторов.

Таким образом, тщательный анализ комплексных геофизических данных позволяет получить более полную и структурированную информацию о свойствах коллектора, его пористости и водонасыщенности. Исследованный коллектор пласта Ю1-3 неоднороден в отношении этих параметров. Причины таких неоднородностей в коллекторах, их значения для потенциальной нефтеносности необходимо исследовать. В любом случае набор классификационных признаков коллекторов должен быть расширен.

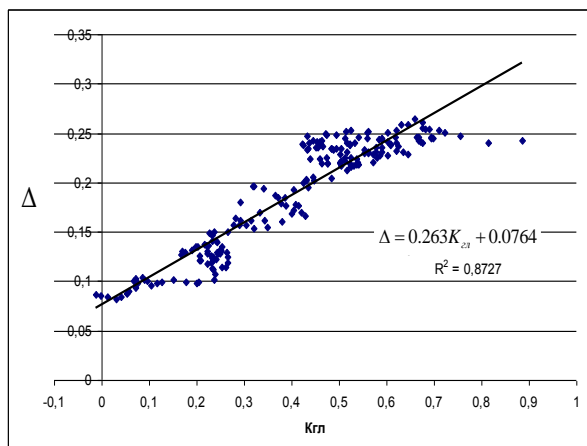


Рис. 3. Поле корреляции разностного параметра Δ и коэффициента объемной глинистости

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.

АВТОНОМНЫЕ СКВАЖИННЫЕ ПРИБОРЫ
Б.В. Белозеров
Научный руководитель доцент Г.Г. Зятев
Томский политехнический университет, Томск, Россия

В настоящее время очень остро встал вопрос о проведении геофизических исследований в скважинах непосредственно в процессе бурения. Так как за последние годы очень сильно возрос объём бурения горизонтальных скважин, то возникла необходимость создания новых типов геофизической аппаратуры: систем каротажа в процессе бурения и автономных скважинных комплексов, доставка которых к забою осуществляется на бурильных трубах. В этих двух направлениях и происходит сегодняшнее развитие аппаратуры для проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах.

Автономных скважинных приборов в настоящее время известно не так и много, но её сущность и компоновка незначительно различаются от производителя к производителю.

Аппаратурно-методический автономный комплекс АМАК "Обь" предназначен для проведения ГИС на бурильном инструменте в открытом стволе круто-наклонных и горизонтальных скважин с записью информации в твердую память без применения бронированного геофизического кабеля.

Область применения комплекса - эксплуатационные нефтяные и газовые скважины с наклонными (свыше 55°) и горизонтальными окончаниями, диаметром 190, 215,9 и 243 мм, радиусом искривления более 60 м, бурящиеся с применением бурильных труб с внутренним диаметром не менее 95 мм.

Компоновка прибора выполнена таким образом, чтобы в условиях автономной работы прибор осуществлял запись основных методов, необходимых для получения достоверных результатов.

ИОН

Инклинометр предназначен для технологического непрерывного автоматического измерения азимута, угла поворота и зенитного угла скважины в функции глубины.

АПРК

Прибор предназначен для исследования в открытом стволе скважин (или в специальном контейнере), бурящихся диаметром 190, 215,9 и 243 мм и имеющих горизонтальное или пологое (более 45°) окончание методом трёхзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ЗННКт) и гамма-каротажа естественной активности горных пород двумя детекторами (2ГК).

Так же осуществляется запись каротажа ПС и ВИКИЗ, последний вид каротажа применяется для определения электрических свойств пород – определение проводимости горных пород, обеспечивает измерение разностей фаз между э.д.с., наведенными в измерительных катушках пяти электродинамически подобных трех катушечных зондов, и потенциала самопроизвольной поляризации ПС. Обладает высокой горизонтальной разрешающей способностью, нежели обычный ЭК.

Основная отличительная черта именно этого автономного скважинного прибора, в том, что он обладает пластиковым контейнером, который является электрически прозрачным и не влияет на результаты измерений.

Преимущество и недостатки технологии:

Малое время проведения исследований (обычный спуск-подъем бурового инструмента 8-10 часов) и низкая аварийность (имеется возможность осуществлять циркуляцию промывочной жидкости через буровой инструмент и автономный прибор в любое время).

Ограниченный комплекс исследований, явно недостаточный для нормального геофизического исследования и значительные трудности, возникающие при эксплуатации автономного прибора (необходимость наличия технических средств для перевозки, разборки, погрузки-разгрузки и т.д.). Характерным является то обстоятельство, что эти недостатки в значительной мере являются непреодолимыми и на отдаленную перспективу. Высокий износ стеклопластикового корпуса.

Системы каротажа в процессе бурения – это альтернатива автономным скважинным приборам. Позволяют производить исследования непосредственно в процессе бурения, не останавливая его.

Схема компоновки АМАК "Обь"

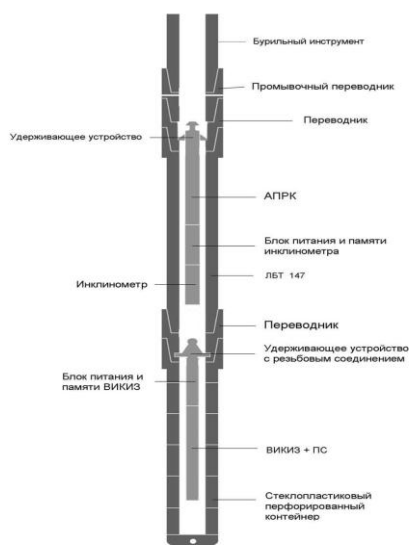


Рис. Автономная скважинная аппаратура (на примере комплекса АМАК «Обь»)

РЕИМУ
ЩЕСТВ
АМИ
ДАННО
И
ТЕХНО
ЛОГИИ
:

произв
едение
геофиз
ическ
их
работ,
непос
редств
енно
во
время

бурения.

Недостатки:

- невозможность реализовать необходимый комплекс исследований из-за наличия пластикового контейнера;
- высокая аварийность работ (по статистике примерно 50% случаев происходят обрывы каротажного кабеля из-за несинхронного спуска кабеля и бурильных труб и из-за его пережима муфтами бурильных труб, достаточно часты случаи оставления в скважине пластиковых контейнеров);
- проблемы, возникающие с привязкой информации к истинным глубинам;

Перспективы развития:

В настоящее время, автономные скважинные приборы применяются для исследования горизонтальных скважин и большинство из них требуют остановки бурения. А скважинные системы, позволяющие производить исследования во время бурения, недостаточно надёжные из-за использования кабеля, находящегося в затрубном пространстве. Для нахождения компромисса, необходимо создать такой тип аппаратуры, который бы включал в себя преимущества обоих методов – автономная аппаратура, производящая измерения в процессе бурения, без его остановки.

Развивая автономные приборы, необходимо учитывать и их компоновку, т. е. расширять количество методов.

Стеклопластиковый корпус имеет низкую износостойкость, следовательно необходимо разрабатывать новые композиционные материалы, не влияющие на результаты наблюдений.

В ближайшее время число скважин с большими углами наклона, а так же с горизонтальным окончанием, будет расти. В некоторых регионах страны, процент ГС составляет половину от общего объёма бурения. Следовательно, дальнейшее продвижение и развитие автономных систем необходимо для менее затратного бурения скважин, а при необходимости, модифицировав данную технологию, её можно применить и в вертикальных скважин для сокращения срока бурения.

ТИПИЗАЦИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ И ПРОГНОЗ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТА Ю₁ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

И.В. Божко

Научный руководитель профессор Б.А. Лебедев

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Объектом данного исследования является регионально нефтеносный горизонт Ю₁, стратиграфически приуроченный к васюганской свите верхней юры. Административно исследованная территория относится к Ханты-Мансийскому АО Тюменской области, с точки зрения нефтегазоносного районирования объект исследования расположен в южной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Тектонически исследованная территория приурочена к южной части Сургутского свода, Локосовскому выступу Нижневартовского свода и северной части Юганской мегавпадины [3]. Фактический материал, на котором основана выполненная работа, представляет собой материалы геофизических исследований скважин (ГИС) и данные по результатам испытаний скважин.

Цель данной работы – на основе типизации коллекторских свойства пластов выявить в горизонте Ю₁ зоны развития улучшенных коллекторов, способных обеспечить средне- и высокодебитные притоки нефти. Для достижения поставленной цели решалось несколько задач. Во-первых, с помощью метода потенциалов собственной поляризации (ПС) были выделены коллектора и проведена их типизация. Во-вторых, были исследованы зависимости между продуктивностью скважин по результатам испытаний и типом и мощностью коллектора. В-третьих, в горизонте Ю₁ были выделены три регионально распространенных пласта (Ю₁₋₃, Ю₁₋₂, Ю₁₋₁) и по каждому пласту были построены карты коллекторов [1].

В ходе интерпретации ГИС был обработан каротаж более чем полутора тысяч скважин. Скважины, материалы ГИС по которым использованы в данной работе, пробурены в разные годы; каротаж, выполненный в этих скважинах, разнороден по качеству и комплексу методов. Поэтому в данной работе для выделения коллекторов и оценки их качества был выбран метод ПС, который, как известно, входит в Западной Сибири в комплекс стандартного каротажа, выполняется практически в каждой скважине и является общепринятым для выделения поровых коллекторов на нефтяных месторождениях в этом районе.

Для выделения и оценки коллекторов в качестве опорного пласта для расчета относительной амплитуды $\alpha_{ПС}$ в разрезе каждой скважины выбирался пласт с фактической максимальной амплитудой ПС. Если каротаж по верхней части разреза отсутствовал, то за опорный принимался пласт с максимальной амплитудой ПС в интервале юрских отложений. Для выделения поровых коллекторов использовалось граничное значение относительной амплитуды $\alpha_{ПС} = 0,25$. Сопоставление мощности коллекторов, выделенных по $\alpha_{ПС} = 0,25$, с мощностями коллекторов, выделенных по положительному приращению на диаграммах микрозондов, показало хорошую сходимость результатов этих двух методов. Эффективные поровые коллекторы выделялись при относительной амплитуде $\alpha_{ПС}$ больше или равной 0,50, лучшие поровые коллекторы выделялись при относительной амплитуде $\alpha_{ПС}$ больше или равной 0,75.

Продуктивность пластов определялась по результатам испытания и опробования скважин. В данной работе, согласно классификации залежей по значениям рабочих дебитов [2] (с незначительными изменениями), притоки подразделяются на «сухие» (притока не получено), непромышленные менее 2 м³/сут, малодебитные от 2 до 10 м³/сут, среднедебитные от 10 до 100 м³/сут, высокодебитные более 100 м³/сут.

Для анализа взаимосвязи продуктивности скважин и коллекторских свойств по $\alpha_{ПС}$ исследовались притоки нефти и притоки жидкости. Во всех случаях из имеющейся базы данных по испытаниям скважин были выбраны результаты испытаний в колонне. При исследовании распределения дебитов нефти учитывались притоки, доля нефти в которых составляла не менее 80 объемных %.

Распределение дебитов нефти по типам коллекторов показывает, что даже если коллектор по $\alpha_{ПС}$ не выделяется, в некоторых случаях могут быть получены непромышленные и малодебитные притоки нефти. Результат «сухо» получен при испытании коллекторов всех типов, но при испытании поровых коллекторов доля «сухих» объектов составляет 27 % от общего числа объектов, а при испытании эффективных и лучших поровых коллекторов доля «сухих»

объектов не превышает нескольких процентов. Средне- и высокодебитные притоки составляют 24 % от общего числа испытанных объектов в поровых коллекторах. Доля средне- и высокодебитных притоков при испытании эффективных и лучших поровых коллекторов составляет, соответственно, 64 и 81 %.

Из распределения дебитов нефти в зависимости от мощности коллекторов разных типов видно, что в случае порового коллектора среднедебитные притоки нефти могут быть получены при его мощности более 2 м, но доля среднедебитных притоков составляет больше 50% только при мощности порового коллектора больше 10 м. Распределение дебитов нефти в зависимости от мощности эффективного порового коллектора показывает, что средне- и высокодебитные притоки составляют больше половины от общего числа результатов испытаний при мощности эффективного порового коллектора более 2 м. При наличии лучшего порового коллектора доля средне- и высокодебитных притоков нефти составляет не менее 70 %.

Распределение дебитов нефти в зависимости от мощности порового коллектора при мощности эффективного порового коллектора меньше 2 м показывает, что доля среднедебитных притоков превышает 50 % только при мощности порового коллектора более 10 м. В случаях, когда мощность эффективного порового коллектора превышает 2 м, доля среднедебитных объектов составляет больше 60 % при любой мощности порового коллектора, появляются высокодебитные притоки. Увеличение мощности эффективного порового коллектора до 5 м ведет к возрастанию доли средне- и высокодебитных притоков до 80 %.

Исходя из выявленных закономерностей в распределении продуктивности скважин, улучшенными можно считать эффективные коллекторы мощностью более 5 м. Для прогноза зон развития коллекторов, способных обеспечить дебиты нефти более 10 м³/сут, по каждому пласту построены карты мощностей поровых и эффективных поровых коллекторов, выделены зоны распространения улучшенных коллекторов.

Коллекторы пласта Ю₁₋₃ распространены в восточной части исследованной территории, в пределах западной части Нижневартовского свода и северо-востока Юганской мегавпадины (Южно-Вартовская моноклинал, Угутский вал, Южно-Покамасовская седловина, север Южно-Сутлымкинского прогиба, восток Фаинской котловины). Выклинивание поровых коллекторов связано с Кулунским прогибом и Фаинской котловиной Юганской мегавпадины и Локосовским выступом Нижневартовского свода. Мощности поровых коллекторов на исследованной территории достигают 25 м (Угутское месторождение). Эффективные поровые коллекторы Ю₁₋₃ распространены в юго-восточной части исследованной территории (Угутский вал и восток Фаинской котловины). Мощности эффективных поровых коллекторов на исследованной территории достигают 21 м (Угутское месторождение). Зоны выклинивания и пониженных мощностей эффективных поровых коллекторов часто совпадают с локальными замкнутыми поднятиями (Киняминское, Угутское). Зоны распространения улучшенных коллекторов пласта Ю₁₋₃ приурочены к Угутскому валу (Киняминское и Угутское месторождения).

Коллекторы пласта Ю_{1,2} на исследованной территории развиты на Локосовском выступе Нижневартовского свода, в пределах Угутского вала и средней части Фаинской котловины в Юганской мегавпадине. Обширная часть территории, где развиты песчано-алевролитовые отложения пласта Ю_{1,2}, характеризуется отсутствием коллекторов: большая часть Фаинской котловины, Южно-Покамасовская седловина, западная часть Луговой ложбины и Ермаковского вала на Нижневартовском своде. Кроме того, на Угутском валу развиты небольшие по площади зоны отсутствия коллекторов, согласующиеся в плане с контурами локальных поднятий. Мощности поровых коллекторов Ю_{1,2} в пределах исследованной территории достигают 17 м (Средне-Угутское месторождение). Эффективные поровые коллектора Ю_{1,2} в северной части исследованной территории вскрыты на Покамасовском месторождении, мощность их достигает 12,6 м. В южной части исследованной территории эффективные поровые коллектора залегают в виде узких полосовидных тел, огибающих локальные структуры Угутского вала. Мощность эффективных поровых коллекторов достигает 13,5 м (Средне-Угутское месторождение). Зоны распространения улучшенных коллекторов пласта Ю_{1,2} занимают небольшие по площади участки и приурочены к Угутскому валу.

Коллекторы пласта Ю₁ распространены почти по всей исследованной территории. Выклинивание поровых коллекторов связано, главным образом, с Усть-Балык-Мамонтовским валом Сургутского свода, где поровые коллектора развиты только на юге Мамонтовского месторождения. Также выклинивание поровых коллекторов наблюдается в средней части Локосовского выступа Нижневартовского свода, в Кулунском прогибе Юганской мегавпадины и на отдельных поднятиях Угутского вала. Мощности поровых коллекторов Ю₁ достигают 30 м и более (Киняминское и Фаинское месторождения). Эффективные поровые коллектора Ю₁ распространены примерно на половине площади всей исследованной территории. Выклинивание эффективных поровых коллекторов наблюдается на Усть-Балык-Мамонтовском валу, кроме южной части Мамонтовского месторождения; на Восточно-Сургутской террасе в северной части Восточно-Сургутского месторождения и на Локосовском выступе Нижневартовского свода, в Фаинской котловине на Западно-Асомкинском месторождении и в южной части Фаинского месторождения, а также на поднятиях Угутского вала. В пределах исследованной территории закартировано несколько зон распространения улучшенных коллекторов пласта Ю₁: южная часть Мамонтовского месторождения, запад Восточно-Сургутской террасы, Сортимское месторождение, зона, охватывающая восточную часть Восточно-Сургутской террасы, запад Локосовского выступа, значительную часть Фаинской котловины и Угутского вала. Внутри последней зоны наблюдаются участки отсутствия улучшенных коллекторов на Западно-Покамасовском, Фаинском, Восточно-Сургутском, Ново-Покурском Киняминском и Угутском месторождениях.

Основные выводы: выделение поровых и эффективных поровых коллекторов при типизация коллекторов по αПС позволяет картировать зоны с различной дебитностью; районирование территории по коллекторским свойствам на основе типизации коллекторов по αПС позволит повысить результативность геологоразведочных работ; улучшенные коллекторы обеспечивают, в большинстве случаев, притоки более 10 м³/сут; распределение улучшенных коллекторов в разрезе и по площади показывает, что в южной части Среднеобской НГО наиболее перспективным для получения дебитов нефти более 10 м³/сут и, соответственно, привлекательным для разработки, горизонт Ю₁ является на территории Угутского вала.

Литература

1. Выделение зон улучшенных коллекторов в пласте Ю₁ на основе изучения закономерностей уплотнения пород с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти. ЗАО «Актуальная геология». По заказу ОАО «Юганскнефтегаз», СПб, 2001. 134с.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680с.
3. Шпильман В.И., Солопахина Л.А., Пятков В.И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири // Тезисы докладов второй научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск, 1999. С. 96-115

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ АЛГОРИТМОВ К ЗАДАЧАМ ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА СПУТНИКОВЫХ ДАННЫХ

Ф.С. Бушланов, А.Г. Чугунов

Научный руководитель профессор М.Ю. Катаев

Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

В работе представлена методика и результаты обработки данных спутников серии NOAA прибора AVHRR. Для обработки спутниковых данных разработано программное обеспечение, которое позволяет считывать данные в формате HRPT, проводить их калибровку и анализ с помощью специальных или произвольного вида индексов. Методика применена для анализа территории крупного промышленного центра.

Во многих работах [1-3] приводятся алгоритмы анализа данных спутниковых измерений с целью выявления изменений на поверхности Земли, связанных с экологией (промышленные зоны, пожары), территориальных изменений (площадь лесов, вырубки, разливы рек) и ряда других приложений. В данных направлениях получены результаты, которые подтверждены многочисленными наземными измерениями. Одно из приложений в настоящее время в литературе рассмотрено мало – это мониторинг крупных городских промышленных центров.

Тематическая обработка предварительно калиброванных спутниковых данных позволяет выявить множество важных характеристик земной поверхности, таких как тип и температура земной поверхности, состояние растительного покрова, тип облачности (так называемые маски облачности) и другие. Например, информацию о растительности (тип, количество) можно получить с использованием индекса вегетации. Индекс изменяется в диапазоне от минус 1 до плюс 1, положительные значения соответствуют твердой, а отрицательные водной поверхности. Для расчета индекса вегетации известно много алгоритмов [4-6]. Применение этих алгоритмов на практике показало, что отдельные алгоритмы чувствительны к различным типам поверхности. Основная формула расчета индекса (называемого нормализованным индексом вегетации, NDVI) представляется контрастной функцией:

$$NDVI = (\text{Channel}_2 - \text{Channel}_1) / (\text{Channel}_2 + \text{Channel}_1),$$

где: NDVI – нормализованный индекс вегетации; Channel₁, Channel₂ - измеренные значения альбедо для 1 и 2-ого каналов прибора AVHRR соответственно.

Знание температуры подстилающей поверхности земли (ТПП) позволяет выявлять на поверхности Земли разнообразные очаги тепловых аномалий, такие как лесные пожары, производственные выбросы [4]. Для определения ТПП наиболее часто применяется метод расщепленного окна (МРО) [5], представленного формулой:

$$ТПП = \text{Channel}_4 + K1 \cdot (\text{Channel}_4 - \text{Channel}_5) + K2,$$

где: ТПП – температура подстилающей поверхности земли; Channel₄, Channel₅ - измеренные яркостные температуры для 4 и 5-ого каналов прибора AVHRR соответственно; K₁, K₂- коэффициенты, определяемые заранее путем наземной калибровки.

Индекс загрязнения имеет максимальное значение в местах с минимальным содержанием растительности и максимальной температурой, что косвенно говорит о экологической загрязненности данной местности. Индекс рассчитывается с использованием данных видимого и дальнего инфракрасного каналов по формуле:

$$CLD = (\text{Channel}_5 - \text{Channel}_1) / (\text{Channel}_5 + \text{Channel}_1),$$

где: CLD – индекс загрязнения; Channel₅ – значение яркостной температуры в пятом канале; Channel₁ – значение яркостной температуры в первом канале.

Вместе с индексами, рассчитываемыми на основе данных измерений в каждом из спектральных каналов, на практике применяются так называемые комбинированные индексы, которые позволяют получить дополнительную информацию о процессах, происходящих на земной поверхности. Для обработки данных спутникового прибора AVHRR нами было разработано программное приложение SatelliteExplorer [3]. Программа позволяет считывать данные в формате HRPT, проводить их калибровку. Предусмотрен расчет большого количества индексов – ТПП (7 алгоритмов), индекса вегетации (5 алгоритмов), общего альбедо поверхности (8 алгоритмов), возможен расчет произвольных индексов и масок по формулам пользователя. Для анализа с использованием спутниковых данных была выбрана территория г. Томска. На этом участке представлены различные типы земной поверхности (вода, городская территория, крупные лесные массивы, поля, промышленные зоны), что позволит применить результаты исследований для большого количества подобных территорий. Отметим, что на результаты анализа спутниковых данных в сильной степени влияют условия работы прибора и состояние земной поверхности в точке съемки, а именно освещенность территории, положение солнца, время года. В данной работе получены результаты анализа территории в зимнее и летнее время в солнечную погоду. Рассмотрим состояние исследуемого участка летом.

На рис. 1 приведена ТПП территории, на рис. 2 приведен индекс загрязнения, на рис. 3 приведен индекс вегетации NDVI. На рис. 4 приведен комплексный индекс, полученный с использованием индексов вегетации, температуры и загрязнения, индекс удобен при комплексном визуальном анализе.

Анализируя индекс вегетации видны русла крупных рек Обь и Томь. Крупные и мелкие населенные пункты выделяются пониженными величинами индекса и имеют четко очерченные границы. Особо выделяется территория города Томска и его три самых густонаселенных района. Места с пониженными значениями индекса вегетации удобно изучать по индексу ТПП. По его значениям хорошо прослеживаются мелкие и крупные водные участки, населенные пункты и все объекты, характеризующиеся температурными отклонениями. В частности, на территории города Томска прослеживаются два крупных парка, где температура летом понижена в связи с отсутствием транспорта и высоких концентраций выхлопных газов. Места с потенциально возможными загрязняющими выбросами в атмосферу можно

определять, используя индекс загрязнения, который имеет максимальное значение в центральной части города Томска и в местах расположения крупных промышленных объектов.

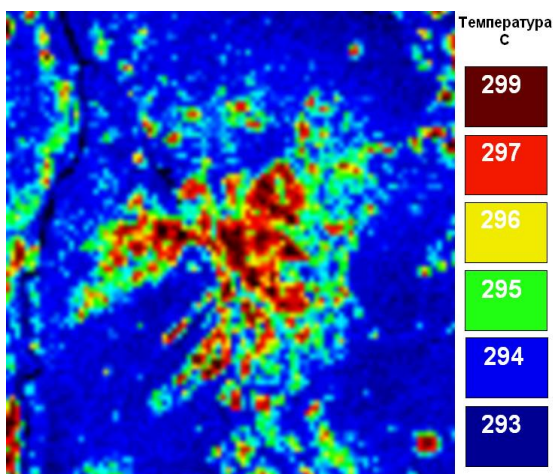


Рис. 1. ТПП

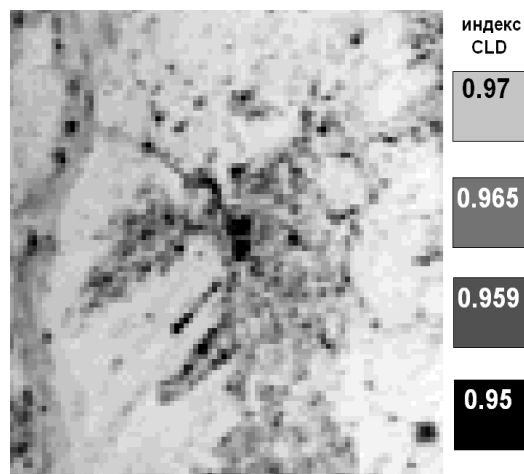


Рис. 2. Индекс загрязнения

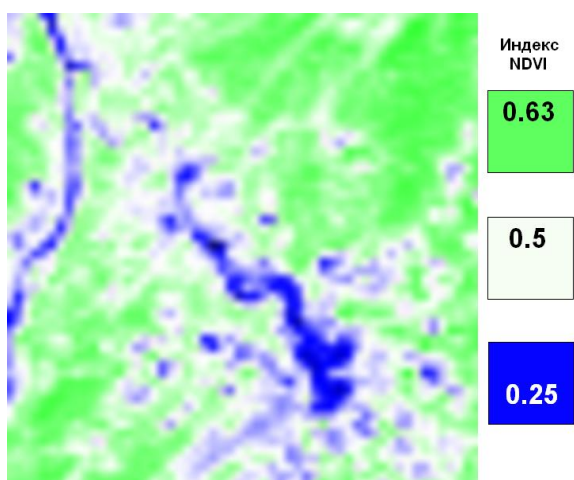


Рис. 3. Индекс вегетации

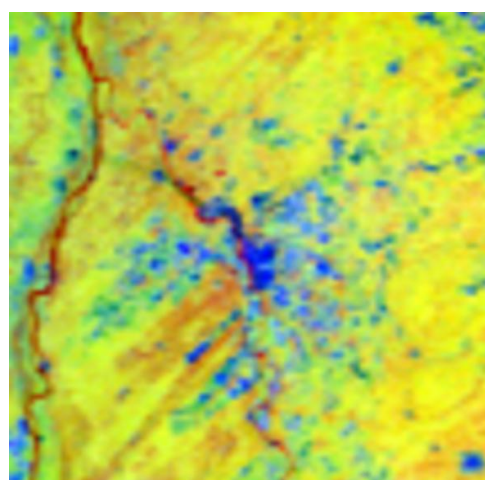


Рис. 4. Комплексный индекс

Литература

1. B. Kartikeyan, K.L.Majumber, A.R.Dasgupta. An expert system for land cover lassification//IEEETran.Geosci.Re.Sens., 1995. - № 33. - С. 58 - 66.
2. T. Matsyama. Knowledge-based aerial image understanding systems and expert systems for image processing//IEEE Tran.Geosci.Re.Sens., 1987. - № 25. -С. 305-315.
3. Бушланов Ф.С. Информационные системы//Труды постоянно действующей научно-технической школы семинара. – Томск, 2004. - № 3. -С. 35-38.
4. Yann H. Kerr. Land surface temperature retrieval techniques and applications (case of AVHRR)//Jean Pierre Lagouarde INRA, 1999. - С. 12 - 14.
5. Caselles V., C. Coll, E. Valor. Land surface emissivity and temperature determination in the whole HAPES-Sahel area from AVHRR//Int. J. Remote Sensing, 1997. -№17. -С. 1009-1027.
6. Domenikiotis C., Loukas A., Dalezios N.R. The use of NOAA/AVHRR satellite data for monitoring and assessment of forest fires and floods//Natural Hazards and Earth System Sciences, 2003. -№3. –С. 34-39.

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ ЭЛЕКТРОННОГО УЧЕБНИКА «ИЗУЧЕНИЕ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ И АТМОСФЕРЫ ИЗ КОСМОСА»

С.В. Вакулин, А.П. Коробко, Я.А. Хамаганов, А.Р. Нам, Б.Т. Цынгуев, Г.Г. Лунев
 Научный руководитель профессор Катаев М.Ю.

Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

В работе представлено описание электронного учебника, который позволяет в познавательном стиле ознакомиться с работой спутниковых систем, данные измерений которых позволяют изучать земную поверхность и атмосферу.

ОПИСАНИЕ УЧЕБНИКА

Изучение земной поверхности и атмосферы из космоса ведется уже на протяжении многих лет. Становится интересно посмотреть, как выглядит наша планета из космоса. В интернете можно найти множество ресурсов с фотографиями из космоса (примером может служить сайт <http://earth.google.com>). Но как на самом деле спутник получает информацию о Земле? Как происходит изучение земной поверхности и атмосферы по средствам спутников? Спутники используются во многих областях нашей жизни: для связи, в метеорологических, военных целях и многих других. Существует множество разновидностей спутников в зависимости от их использования, траектории полета, удаленности от Земли и т.д. В связи с этим было бы желательно создать некий электронный учебник, позволяющий изучить технологию работы спутника. Тем более что аналога такого учебника на территории России пока не обнаружено. Поэтому было принято решение о разработки такого учебника.

Электронный учебник – это программное средство, которое предусматривает интерактивный режим работы с пользователем и включает в себя функциональную динамическую 3d-модель планеты Земля и ее искусственных спутников, курс лекций по изучению земной поверхности и атмосферы Земли, а также возможности просмотра космических снимков, получения информации о типах спутников, высоте и типе орбиты полета спутников, видах космических снимков, методах извлечения информации из космических снимков, информация об атмосфере и поверхности Земли.

Для разработки учебника необходимы три составных части:

Визуализация – возможность отображения рисунков, анимация, позволяющая наглядно статически или в динамике проследить изучаемые (или просто просматриваемые) части учебника.

Информационная часть – для данного электронного учебника необходимо хранить множество различной информации о типах спутников, об их орбитах, о характеристиках приборов, используемых на спутниках; о получаемых космических снимках; о газовых составляющих нашей атмосферы (углекислом газе, озоне и т.д.); об аэрозоле и облаках (маски содержания газов, облачности, полученные с приборов спутников AVHRR, MODIS или др.).

Учебник, позволяющий сочетать разделы 1 и 2 в удобной и понятной для пользователя манере.

Таким образом, необходимо разработать электронный учебник, который бы позволял любому заинтересованному человеку изучить технологии связанные с данной тематикой. Для этого необходимо как можно проще (т.е. преподать материал таким образом, чтобы изучение данной тематики не было угнетающим), интереснее и нагляднее спроектировать и реализовать учебник. Возможности и технологии учебника могут дополняться (изменяться) в результате работы.

На данном этапе можно оценить функциональные возможности будущего учебника. Можно привести возможные разделы электронного учебника с их описанием:

Курс лекций – основной раздел учебника, в котором пользователь приступает к непосредственному изучению материала. Материал представлен в текстовом виде с использованием наглядных примеров (рисунки, космические снимки, анимационные ролики).

Визуальная 3d-модель Земли - специальный объект учебника, который позволяет взглянуть на Землю, как космический объект. Позволяет наблюдать вращение Земли, появление тени, полеты спутников, облака и др. эффекты, некоторые отчасти будут синтезированными, а в большей мере натуральными (появление и развитие облаков по реальным маскам облачности).

Искусственные спутники Земли - представлена информация об искусственных спутниках Земли, а именно: типы спутников, основные параметры спутников, их назначение, а также дополнительная информация. Имеется возможность наблюдения за спутником, его траекторией, областью обзора на визуальной 3d-модели Земли. Возможен расчет текущих координат.

Поиск по учебнику. Как и в любом электронном учебнике необходимо предусмотреть быстрый и качественный поиск нужной для пользователя информации.

Справка – стандартный раздел, позволяющий получить информацию о программном продукте. Содержит краткое описание учебника, руководство пользования, словарь терминов и понятий, глоссарий.

Обновление – возможный раздел учебника, используемый для обновления компонентов учебника. Отчасти этот раздел будет являться рекламным.

В связи с этим можно выделить следующие задачи:

Поиск информации в сети, «скачивание» по газовому составу, аэрозолю. Информация хранится в текстовых таблицах или в специальных научных форматах NetCDF, NC, HDF и др.

Написание оболочки учебника. Оболочка содержит некоторые интерфейсы с разными задачами, содержит текстовую информацию и организует взаимодействие с пользователем.

Написание «скрипта» (средствами HTML, XML или др.), программы, позволяющей формировать поясняющий текст с набором как статической, так и динамической визуализации.

Анимация вращения Земли и спутников. 3Д карта земной поверхности в выбранной пользователем части суши.

Написание показа космических снимков для разных спутников, «прокат» анимационных (и м.б. звуковых) файлов.

Сжатие информации. Чтобы не выйти за пределы DVD надо информацию сжимать соответствующими форматами, позволяющими в минимальное время извлекать информацию для показа.

На нижеследующем рисунке приведен внешний вид одного из рабочих окон учебника, где поясняется, что такое пятно обзора спутника (пиксел). Отметим, что модель представленная на рисунке является динамической, т.е. пользователь практически реально ощущает вращение Земли и изменение положения спутника.

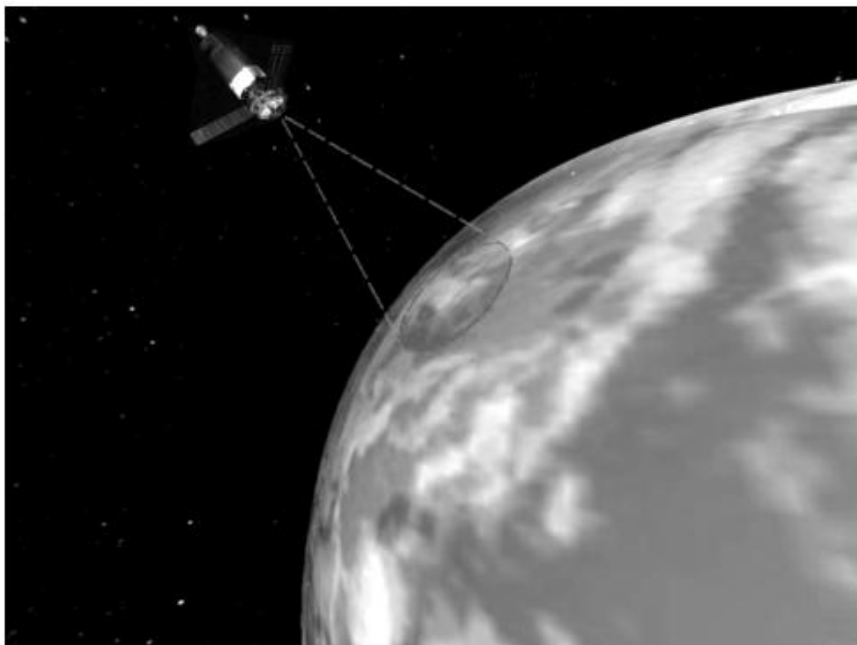


Рис.1. Одно из рабочих окон учебника, поясняющих смысл слова «пиксел»

Данный учебник может быть полезен для школьников и студентов многих вузов, где изучается предмет «основы безопасности жизнедеятельности», для студентов геофизических специальностей и для всех любознательных, кого интересует космическая тематика.

Литература

1. Бретт М. - Л. Java и XML - Издательство: Символ-Плюс, 2002 г
2. Будилов В.А. JavaScript, XML и объектная модель документа - Издательство: Наука и техника, 2001 г.
3. Рост Р.Дж. OpenGL. Трехмерная графика и язык программирования шейдеров. Для профессионалов Издательство: Питер, 2005 г.

ГЕОПЛОТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Ю.А. Веселов, О.Г. Литвинова, Р.А. Савин

Научный руководитель заведующий кафедрой геологии В.И. Исаев
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

ВВЕДЕНИЕ

Геоплотностная модель построена вдоль регионального сейсмопрофиля XIII, который пересекает центральную часть Западно-Сибирской плиты с востока на запад на широте $62^{\circ}20'$. На траверсе профиля расположены следующие структурные элементы [1]: Кульингольская мегаседловина, Касский мегапрогиб, Верхнекаральский мегавал, Ларьеганский мегапрогиб, Бахилловский мегавал, Хохряковская мегаседловина, Толькинский мегапрогиб, Тагринский мегавал, Варьеганский мегавал, Пякупурский мегапрогиб, Северо-Вартовская мегатерраса, Сургутский свод, Ай-Пимский вал, Северо-Камынская седловина, Туманный вал, Верхнелямкинский вал, Елизаровский прогиб, Краснотенинский свод (Рогожниковский вал), Южно-Бобровский мегапрогиб, Сергинское куполовидное поднятие, Шеркалинский мегапрогиб, Березовская моноклираль, Висимский мегавал, Ляпинский мегапрогиб. Профиль пересекает ряд месторождений: Верхнеколикьеганское, Тагринское, Северо-Варьеганское, Западно-Варьеганское, Повховское, Тевлинско-Русскинское, Конитлорское, Нижне-Сортымское, Ай-Пимское, Северо-Камынское, Итьяхское, Западно-Рогожниковское, Песчаное, Аржановское, Березовское. В полосе окрестностей профиля, с отстоянием от линии профиля до 15 км, расположены 23 скважины, вскрывшие доюрские отложения. Построение геоплотностной модели преследовало решение следующих задач: 1) плотностное картирование кровли доюрских отложений; 2) изучения плотностной структуры доюрских отложений; 3) сопоставительный анализ плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Использованы следующие цифровые материалы вдоль регионального профиля XIII: 1) Grid структурной карты по кровле юрских отложений (по опорному горизонту Б, $1*1$ км, ошибка 25 м) в полосе окрестностей профиля; 2) Grid структурной карты по кровле доюрских отложений (по опорному горизонту А, $1*1$ км, ошибка 50м); 3) Grid аномалий силы тяжести в редукции Граафа-Хантера ($1*1$ км, ошибка 0.6-0.8 мГал); 4) стратиграфические разбивки по 23 скважинам, вскрывших доюрские отложения; 5) литологическое описание керна доюрских отложений по «реперным» скважинам Восточно-Сабунская 10 (ВСА-10), Валюнинская 264, Валюнинская 263, Западно-Варьеганская 194 (ЗВА-194), Поснокортская 831 (ПО-831), Озерная 338 (ОЗ-338).

ПРОГРАММНО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Для выполнения геоплотностного моделирования использован программный комплекс «Решение прямой и обратной линейной задачи гравиметрии блоково-слоистых сред» [2]. В программном комплексе для решения обратной

задачи принят алгоритм квадратичного программирования [3]. Здесь метод подбора, в силу применения математического программирования, позволяет в количественной форме использовать многочисленные априорные данные, в т.ч. данные сейсморазведки. По сути, геоплотностная модель – это средство комплексной интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных о разрезе. Программный комплекс обеспечивает технологию многопараметрического многовариантного моделирования *абсолютных* значений плотности, позволяет одновременно моделировать в режиме *формализованного* подбора до 300 геоблоков плотностного разреза по 400 расчетным точкам на профиле. Погрешность расчета геоплотностей порядка 0.02 г/см³ при точности наблюдаемого поля 0,50 мГл.

РЕАЛИЗОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОПЛОТНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

На карту аномалий силы тяжести вынесены скважины и проложена линия профиля моделирования.

Построен геолого-геофизический разрез в масштабе 1:500 000. Структурные горизонты и график поля вынесены с шагом 2.5 км.

Для моделирования геотраверса по точкам изломов (скважины Западно-Варьеганская 194, Поснокортская 831) разбит на 3 части: Восточную (Кулынольская мегаседловина – Пякупурский мегапрогиб) – 405 км, Центральную (Пякупурский мегапрогиб - Рогожниковский вал) – 517.5 км, Западную (Южно-Бобровский мегапрогиб – Ляпинский мегапрогиб) – 315 км.

Априорная блокировка разреза по латерали. Априорная блокировка фундамента по вертикали.

Только при ограничении моделируемого разреза глубиной не менее 7 км удается корректно объяснить все особенности графика поля с «невязкой» наблюдаемого и расчетного поля в +- (0,6-0,8) мГл.

Априорные значения плотностей блоков принимались в соответствии с литологией доюрских отложений в «реперных» скважинах (табл. 1): известняки, сланцы известняков – 2.50 г/см³ до глубины 4 км, 2.65 г/см³ (?) на глубинах 4 -7 км; кварцевые порфириды, сланцы вулканитов – 2,60 г/см³ до глубины 4 км, 2.75 г/см³ (?) на глубинах 4 -7 км. Ограничения на априорные значения плотностей блоков задавались следующим образом: последорские отложения - +- 0,05 г/см³; юрские отложения - +- 0,05 г/см³; доюрские породы (до глубины 4 км) - +- 0,10 г/см³; доюрские породы (глубины 4 - 7 км) - +- 0,20 г/см³. В Западной части геотравеса оказалось необходимым расширить ограничения на плотности доюрских пород: до глубины 4 км - +-0,20 г/см³; глубины 4 -7 км - +_0,40 г/см³.

Непосредственно решение обратных задач выполнялось отдельно для Восточной, Центральной и Западной частей геотраверса. «Реперами» приведения модельного и наблюдаемого полей явились гравитационные эффекты плотностных колонок в районе скважин Восточно-Сабунская 10, Западно-Варьеганская 194, Поснокортская 831, Озерная 338. Характеристики решения обратных задач приведены в табл. 2.

Таблица 1

Априорные значения плотностей (начальное приближение)

Отложения	Запад	Участок скважины ОЗ-338	Между скважинами	Участок скважины ПО-831	Между скважинами	Участок скважины ЗВА-194	Между скважинами	Участок скважины ВСА-10	Восток
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Последорские	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Юрские	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
Доюрские (до 4 км)	2.55	2.60	2.55	2.60	2.55	2.50	2.55	2.50	2.55
Доюрские (4-7 км)	2.70	2.75	2.70	2.75	2.70	2.65	2.70	2.65	2.70

КРАТКИЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений вдоль регионального сейсмопрофиля XIII выполнено с дискретностью 5-10 км, вероятная ошибка прогноза плотности блока дискретизации порядка 0,02 г/см³. Освещена плотностная структура доюрских отложений до глубины 6,5 км, с шагом дискретизации по глубине 0,7-1,0 км. Прогнозное плотностное картирование доюрских отложений на глубинах 4 - 7 км выполнено с дискретностью по латерали 15-30 км. На траверсе профиля XIII кровля доюрских отложений (мощности 0,5-1.5 км) представлена вероятно терригенными и карбонатными осадками или кислыми магматическими породами (?) на следующих участках: Касский мегапрогиб (восточная часть), Верхнекаральский мегавал (западная и центральная часть), Бахилловский мегавал (центральная и восточная часть), Варьеганский мегавал (западная и центральная часть), Пякупурский мегапрогиб (центральная и восточная часть), Сургутский свод (центральная часть), Северо-Камынская седловина, Туманный вал (восточная часть), Верхнелямкинский мегавал (центральная часть), Елизаровский прогиб (западная часть), Рогожниковский вал (центральная и восточная часть), Висимский мегавал (центральная и восточная часть). Характерную похожую плотностную структуру (до глубины 6 - 7 км), выполненную в основном породами с плотностями осадков или кислых магматических пород, имеют Касский мегапрогиб (восточная часть), Верхнекаральский мегавал, Бахилловский мегавал, Пякупурский мегапрогиб и Варьеганский мегавал, Сургутский свод (центральная часть), Туманный вал и Северо-Камынская седловина, Красноленинский свод (восточная часть) и Елизаровский прогиб (западная часть), Висимский мегавал.

Таблица 2

Характеристики решений обратной задачи

Характеристики	Западная часть геотраверса	Центральная часть геотраверса	Восточная часть геотраверса
1	2	3	4
1. «Невязка» наблюдаемого поля и	+ - 21.5	+ - 12.2	+ - 9.0

поля априорного разреза, мГал, максимальное отклонение, мГал	62.3	24.8	18.8
2. «Невязка» наблюденного поля и поля оптимального решения, мГал, максимальное отклонение, мГал, число итераций формализованного подбора	+/- 1.2	+/- 0.6	+/- 0.6
	5.7	2.4	1.8
	26	26	26
3. Линейный региональный фон, мГал/км	0.21	-	- 0.03
4. Количество блоков разреза	190	243	209

Толькинский мегапрогиб (на глубинах 5 км и более), Ляпинский мегапрогиб и западная часть Висимского мегавала (на глубинах 4 км и более) представлены вероятно крупными магматическими образованиями базальтового состава. Менее крупные тела аналогичной плотности прогнозируются на глубинах более 5.0 км в Сергинском куполовидном поднятии, Шеркалинском мегапрогибе и восточной части Березовской моноклинали.

Большинство участков латерального разуплотнения послепроурских отложений (на глубинах 1,5 км и более) тяготеет к названным выше месторождениям УВ.

Литература

1. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты. 1: 1 000 000 / Ред. Шпильман В.И., Змановский Н.И., Подсорова Л.Л. - Тюмень: ГП ХМАО НАЦ РН, 1998.
2. Исаев В.И. Нефтегазоносность Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии: Автореферат. Дис. ... докт. геол.-минер. наук. – Томск, 2003г. – 48 с.
3. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. - 228 с.

ОСОБЕННОСТИ ТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ПЛАСТА Ю₁ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Н. Гаврилов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение пластовых температур геологических разрезов месторождений углеводородов имеет большое значение. Температуры влияют на минерализацию пластовой воды (и ее удельное электрическое сопротивление), определяют интенсивность и направленность гидротермальных процессов в коллекторах, фазовый состав углеводородов, образование и сохранность нефти и газа в залежах. Знание температуры пласта необходимо для интерпретации геофизических материалов.

Анализ пластовых температур пласта Ю₁ месторождений нефти и газа Томской области показывает большое разнообразие их значений. Актуальным является выявление закономерностей изменения температур наиболее продуктивного в Томской области пласта Ю₁, исследование связи пластовых температур с другими параметрами пласта.

Исходными для исследования материалами послужили данные по 22 месторождениям: пластовые температуры, уровень водонефтяного контакта (ВНК), минерализация и удельное электрическое сопротивление пластовой воды, петрофизические критерии коллектора, а также петрофизические уравнения связи между фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллектора, параметром его насыщения и данными геофизических исследований скважин (ГИС). В первую очередь исследовались коэффициенты в следующих петрофизических уравнениях:

$$K_n = a + b \cdot \alpha_{nc};$$

$$P_n = m \cdot K_n^{-n};$$

$$K_g = d \cdot P_n^{-e},$$

где: K_n - коэффициент открытой пористости; K_g - коэффициент водонасыщенности; P_n - параметр пористости; P_n - параметр насыщения; α_{nc} - относительный параметр самопроизвольной поляризации (ПС); a, b, m, n, d, e - коэффициенты петрофизических уравнений, являющиеся параметрами коллектора.

Во-первых, обращают на себя внимание высокие пластовые температуры. При глубинах залегания пласта Ю₁ (по ВНК) порядка 2,5 км пластовые температуры в среднем составляют около 90 °С, что предполагает высокие температурные градиенты. Наибольшей температурой обладает пласт на месторождении Ломовое (100 °С) при уровне ВНК 2585 м. Аномальные температуры пласта Ю₁ скорее всего обусловлены его расположением под региональным флюидоупором – аргиллитами баженовской свиты, обеспечивающим «застойный режим» идущих из глубины нагретых флюидов. Кроме этого сами аргиллиты в силу повышенной битуминозности характеризуются пониженной теплопроводностью. Повышение температуры возможно также в результате химических преобразований, идущих в системе «вода-нефть».

Выделяется четыре группы месторождений. Во-вторых, по характеру зависимости «уровень ВНК–пластовая температура» месторождения Томской области отчетливо разделяются на четыре группы с линейными зависимостями между ВНК и пластовой температурой (рис.). Эти группы месторождений различаются также по параметрам коллектора (табл.). Следует отметить, что коэффициенты в петрофизических уравнениях получены при корреляционном анализе большого количества измерений, поэтому любой величины отличие в значениях этих коэффициентов можно считать существенными.

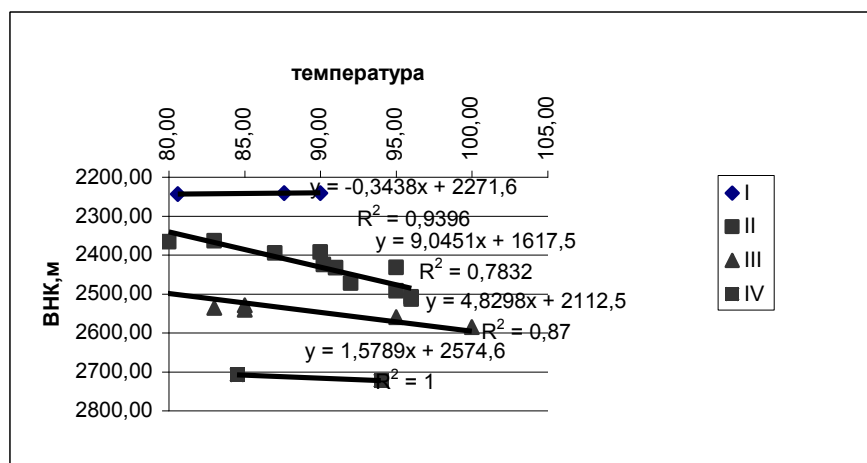


Рис. Диаграмма зависимостей уровней водонефтяного контакта и температур пласта Ю₁ месторождений Томской области

Первую группу составляют Средне-Нюрольское, Средне-Васюганское небольшие по размерам нефтяные месторождения и Лугинецкое газовое. Для данной группы характерны самые низкие значения пластовых температур, глубин ВНК, а также аномальные значения коэффициентов *m* и *n* в уравнении параметра пористости коллектора (табл.). Остальные коэффициенты выше среднего по области исследования.

Во вторую группу входят Мыльджинское, Казанское, Западно-Останинское, Лонтынь-Яхское нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения, которые обрамляют положительные структуры первого порядка (Пудинский и Средне-Васюганский мегавалы) с севера. Месторождения отличаются самыми высокими значениями пластовых температур и коэффициентов *m* и *d*, аномально низкими – коэффициента *n*. Остальные показатели ниже среднего по области.

Третью группу представляют Калиновое, Стрежевское, Нижнее-Табаганское, Пылинское, Крапивинское, Ломовое, в основном, нефтяные и нефтегазовые месторождения, расположенные вдоль Колтогорского прогиба с некоторыми отступлениями в пределы положительных структур первого порядка. Для данной группы характерны самые высокие значения коэффициента *b* в уравнении пористости и самые низкие значения коэффициента *e* в уравнении нефтенасыщенности коллектора. Остальные коэффициенты и параметры ниже среднего по области.

В четвертую группу мы выделили два месторождения: Герасимовское нефтегазовое и Федюшкинское нефтяное. По петрофизическим параметрам они ярко отличаются от остальных групп максимальными значениями коэффициентов *a* и *e*, глубин ВНК. Остальные параметры выше среднего по области.

Таблица

Осредненные параметры коллекторов пласта Ю₁ месторождений, сгруппированных по соотношению пластовой температуры и глубины ВНК

Группа месторождений по соотношению ВНК и температуры пласта	Температура пласта, °C	a	b	m	n	d	e	Средний уровень ВНК, м
1	86,07	0,12	0,09	0,81	1,94	0,98	0,64	2242
2	90,47	0,09	0,09	1,76	1,51	1,04	0,63	2435,81
3	86,67	0,09	0,10	1,22	1,66	0,97	0,56	2531,13
4	89,95	0,126	0,08	1,31	1,75	1,02	0,66	2715,50

Таким образом, пласт Ю₁ месторождений углеводородов, локализованный под региональным флюидоупором, разделяющим юрский и меловой резервуары, характеризуется не только аномально высокими пластовыми температурами, но и тесной взаимосвязанностью всех петрофизических параметров коллектора. Корреляционный анализ показал, что главной характеристикой в этой взаимосвязи является именно температура, имеющая значимые связи с большинством параметров коллектора. Группы месторождений, выделенные по взаимосвязи «пластовая температура-глубина ВНК», различаются петрофизическими

ВЛИЯНИЕ ТИПА ГЛИН НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА Ю₁³ ЗАПАДНО-МОИСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

М.А Гардава

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В административном отношении Западно-Моисеевское нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в 50 км на юго-запад от пос. Новый Васюган.

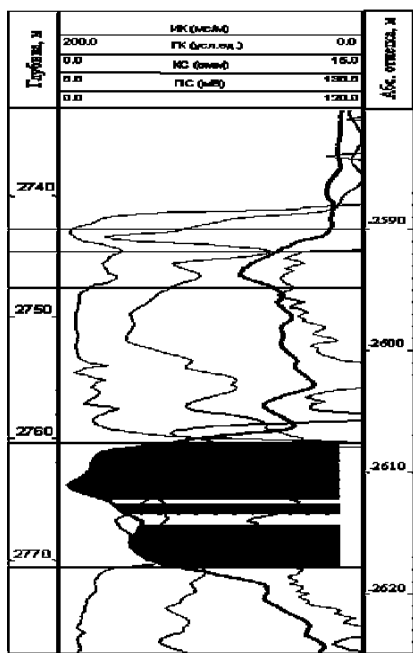


Рис. 1. Скважина №22 (водоносная)

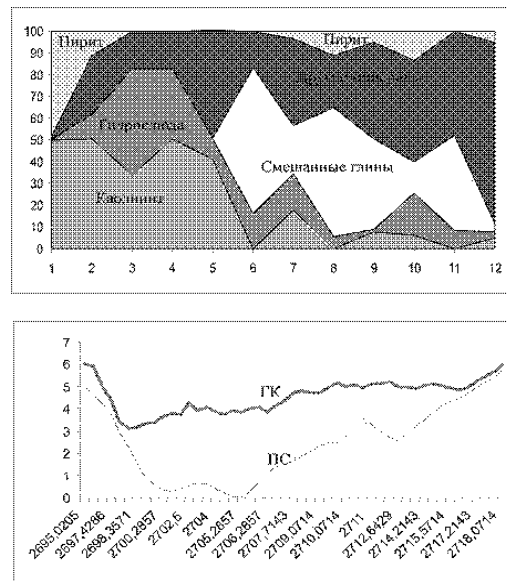


Рис. 2. Состав цемента

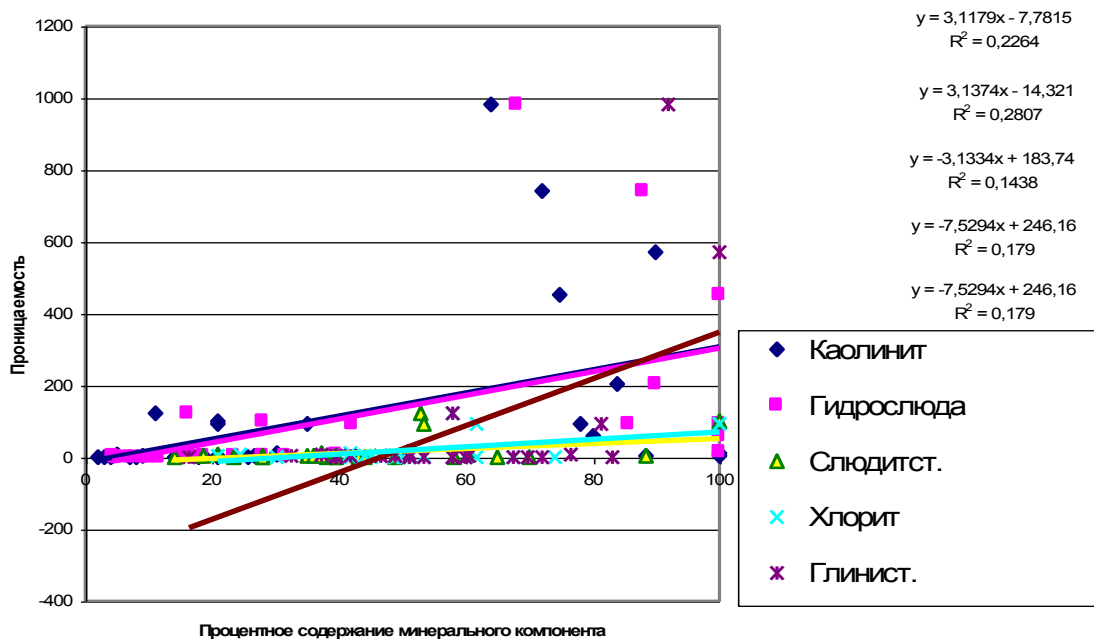
Район представляет собой заболоченную и слабоволнистую равнину с абсолютными отметками 100-125 м. Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная (средняя

температура января $-19-21^{\circ}\text{C}$), лето теплое короткое (средняя температура июля $+17-18^{\circ}\text{C}$). Местность частично заболочена, леса большей частью смешанные.

Месторождение расположено рядом с Двуреченским и Крапивинским, расположены эти месторождения в Каймысовском нефтегазаносном районе.

Исходными данными для исследования были данные ГИС по месторождениям: Западно-Моисеевского (скв 22), Двуреченское (скв 3). Целью было выяснить необычное поведение кривой ПС при выделении пласта Ю₁₋₃. Особое внимание привлекла подошвенная часть пласта.

Пласт Ю₁₋₃ разделяют на две литологические пакки по резкому изменению коллекторских свойств, которые контролируются по данным лабораторных исследований кернового материала и геофизическими параметрами (рис. 1) (из подсчета запасов Двуреченского месторождения; составители В.А. Резниченко, В.А. Нильга).



Корреляционный анализ между типом глин и проницаемостью

Рис. 3.

Эти особенности связаны с проницаемостью пласта. Верхняя часть пласта наиболее проницаема, чем нижняя. Это связали с минералогическим составом керна. После была построена корреляционная зависимость проницаемости от процентного содержания минералогического компонента.

Поверхностная активность глин: каолинит → гидрослюда → смешанные глины в кровельной части больше пирита, а глины менее поверхностно активны; минимальным значениям показаний методов ГК и ПС соответствуют участки, где по керну присутствует наибольший процент содержания каолинита и гидрослюды.

Наибольшее воздействие, по сравнению с другими минеральными компонентами, на проницаемость производят смешанно-слоистые глины. Смешанно-слоистые глины имеют наибольшее значение поверхностной активности, тем самым уменьшая проницаемость (рис. 2).

В итоге была построена корреляционная зависимость (рис. 3).

В итоге были сделаны следующие выводы:

1. Наличие глин в цементе влияет проницаемость коллектора.
2. Понижение проницаемости коллектора в связи с его глинистостью зависит от типа глин.
3. В наименьшей степени пониженная проницаемость - каолиниты и гидрослюды.
4. Наибольшее понижение проницаемости – смешанно-слоистые глины.
5. Неоднородность пласта Ю₁₋₃ обусловлена как разной глинистостью, так и разным типом глин.

ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАДИЕНТА ПОЛЯ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ В МАЛО-БОТУОБИНСКОМ И ДАЛДЫНО-АЛАКИТСКОМ АЛМАЗОНОСНЫХ РАЙОНАХ

Е.Н. Глушков

Научный руководитель профессор А.В. Манаков

Якутское научно-исследовательское геологоразведочное предприятие

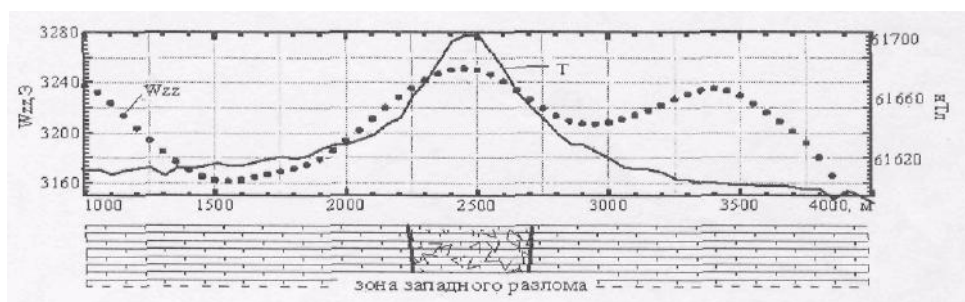
ЦНИГРИ АК «АЛРОСА», г. Мирный, Россия

В гравиметрии наряду с аномальными значениями гравитационного поля определяют также и компоненты тензора градиентов силы тяжести. Градиенты силы тяжести содержат информацию о локальной структуре поля и используются для изучения приповерхностных возмущающих масс и детального исследования геологических структур. В начале XX века, на этапе становления гравиразведки как метода разведочной геофизики, при решении геологических задач и поиске месторождений полезных ископаемых, измерения вторых производных потенциала силы тяжести (W/s , W_r , W_A) играли ведущую роль [1, 2]. Позднее, в связи с разработкой все более высокоточных разведочных гравиметров, произошел постепенный переход от измерения вторых производных гравитационного потенциала к измерению самой силы тяжести, в тоже время, увеличение точности гравиметров привело к возможности измерения вертикального градиента силы тяжести W^{\wedge} . Градиент находят из разности силы тяжести между двумя высотными уровнями на одной точке [3, 4]. Вертикальная составляющая градиента силы тяжести применяется при редуцировании и интерпретации гравиметрических данных. При вычислении поправок за высоту промежуточного слоя используют нормальное значение вертикального градиента равное 0,3086 мГал/м. В действительности же существуют как локальные, так и региональные аномалии W^{\wedge} которые вносят искажения в аномалии Буге, обычно используемые при интерпретации.

В 2004-2005 гг с целью оценки эффективности использования при интерпретации гравиразведочных данных измеренного вертикального градиента, в Мало-Ботуобинском и Далдыно-Алакитском алмазонасных районах проведены съемки W^{\wedge} . На участках детальных гравиметрических работ были реализованы как профильные, так и площадные наблюдения. Выполнено свыше 40 км профильных работ с шагом съемки 50-200 м и 8 км² площадной съемки по сети 500мх250м. Для съемок использовался американский высокоточный автоматический гравиметр Graviton-EG фирмы LaCoste&Romberg. Из достоинств прибора следует отметить возможность записи наблюдений во встроенный регистратор объемом 32Мб и автоматический учет приливных изменений силы тяжести. Гравиметр позволяет, в зависимости от условий съемки, проводить измерения с точностью до 0,003 мГал. В процессе исследований непрерывно совершенствовалась методика измерений. Наличие в гравиметре режима непрерывной записи позволило выбрать оптимальное время снятия отчета и исключить из данных эффект упругого гистерезиса. На начальном этапе исследований, на одной точке производилось 7 - 8 наблюдений, по которым рассчитывался градиент. Однако вследствие влияния на измерения случайных ошибок (погодные, ландшафтные условия съемки), средняя точность съемки 50Е была высока и не соответствовала теоретической [5]. Для повышения точности съемки, было увеличено количество наблюдений до 18 - 20. Точность наблюдений в течение всего периода работ варьировалась от 60Е до 15Е. При обработке полученных данных для каждого наблюдения производился учет сползания нуля-пункта и вносились поправки за влияния рельефа.

Одна из задач, которые решались при выполнении работ в Мало-Ботуобинском районе, состояла в выявлении особенностей проявления в поле вертикального градиента рудоконтролирующих разломов. Для решения этой задачи проведена съемка шагом 50 м по сейсмопрофилю 28, пересекающему разломы Вилуйско-Мархиней системы. Западный, Параллельный и Центральный разломы, выполненные дайками долеритов, в поле W^{\wedge} проявляются как слабоинтенсивные положительные аномалии, соизмеримые по амплитуде с аномалиями вызванными поверхностными неоднородностями (рис. 1) Среднее значение вертикального градиента на профиле (24 км) составило 3200Е. При пересчете гравитационного поля со средним градиентом, положительные аномалии от зон Западного и Центрального разломов стали более контрастными и локализованными.

Рис.1.



Графики

вертикального градиента и магнитного поля над зоной Западного разлома

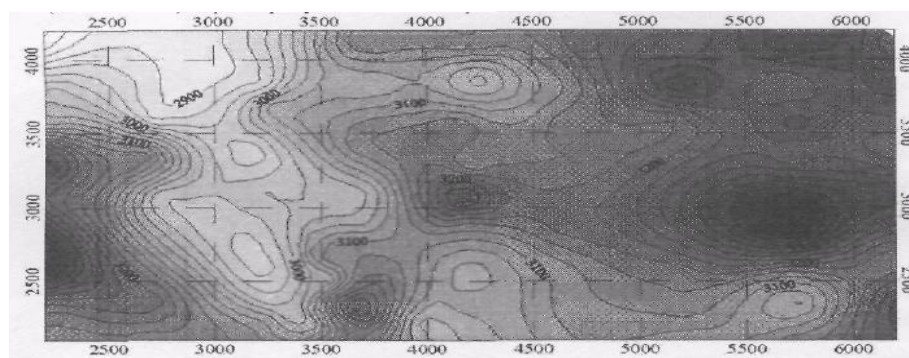


Рис. 2. Карта вертикального градиента силы тяжести на геофизическом полигоне в Далдыно-Алакитском районе

Работы в Далдыно-Алакитском алмазоносном районе проводились на геофизическом полигоне с целью изучения возможностей применения градиентометрии в условиях широкого распространения пород трапповой формации. В геологическом плане участок работ имеет сложное строение. Кимберлитовые тела, прорывающие терригенно-карбонатные отложения ордовика, перекрыты верхне-среднекаменноугольными песчаниками и алевролитами и вулканогенно-осадочными образованиями верхней перми-нижнего триаса. Градиентной съемкой была охвачена центральная часть полигона, в пределах которой расположены трубки Файнштейновская, Апрельская, Амакинская и Одинцова. На трубке Файнштейновской также проведены детальные профильные работы с шагом съемки 100м. Среднеквадратическая ошибка определения градиента на точке составила в среднем 30Е. В результате проведенных исследований, составлено представление о площадном распределении поля вертикального градиента силы тяжести, которое отражает геологическое строение участка (рис. 2). Повышенным значениям градиента (3100-3300Е) соответствуют области распространения траппов, а низкими значениями поля (2800-2900Е) характеризуются нижнепермские отложения песчаников.

В целом, результаты проведенных исследований показывают целесообразность проведения съемок вертикального градиента в комплексе с гравиразведкой. Информация о характере распределения поля вертикального градиента позволяет более эффективно и качественно использовать данные детальных гравитационных съемок.

Литература

1. Торге В. Гравиметрия. - М.:Мир,1999. -482с.
2. Успенский Д.Г. Гравиразведка. - Л.:Недра, 1968.-385с.
3. Ager C.A., Liaerd J.O. Vertical gravity gradient survey: Field results and interpretations in British Columbia, Canada//Geophysics.-1982. Т.47- №6. - С.919-925.
4. Fajklewicz Z.J. Gravity vertical gradient measurements for the detection of small geologic and anthropogenic forms//Geophysics.-1976. Т.41 - №5. -С.1016-1030.
5. Hamer S. Relative precision of vertical and horizontal gravity gradients measured by gravimeter//Geophysics.- 1979. Т.44-№1.- С.99-101.

АЛГОРИТМ ПРОНИ – ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ.

А.А. Глебов

Научный руководитель доцент Г.М. Митрофанов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Основной задачей нефтегазовой геофизики является поиск и разведка месторождений, структур-ловушек, коллекторов. Как правило, залежи нефти и газа связаны с зонами, характеризующимися аномально повышенными значениями затухания сейсмических колебаний, связанными с рассеивающими и поглощающими объектами. Для выделения таких объектов было предложено использовать процедуру разложения сигнала по затухающим гармоникам (преобразование Прони) [1]. Исходя из общих соображений о свойствах разложения Прони, было сделано предположение, что алгоритмы Прони-фильтрации, построенные на основе данного разложения, обладают рядом

преимуществ по сравнению с алгоритмами, построенными на базе разложения Фурье. Главными среди этих преимуществ являются:

- большая разрешённость по временной и пространственной переменными для выделяемых сигналов.
- возможность выделения дополнительной информации о затухании сейсмических сигналов на различных частотах.

Данные преимущества позволяют провести более детальное исследование поведения волнового поля по пространственным и временным переменным для различных частот, а также определить (выделить) в волновом поле зоны с аномальным затуханием сейсмических сигналов и исследовать их поведение в зависимости от частоты. При этом удаётся выделять и анализировать высокочастотные компоненты, которые обычно бывают, перекрыты (скрыты) низкочастотными составляющими волнового поля.

В результате могут быть получены принципиально новые сведения о различии в характере отклика сейсмического сигнала при его отражении от различных частей среды для различных частот. Такая информация может быть важна для исследований строения среды или изучения структуры месторождений нефти и газа. А её использование на этапе интерпретации совместно со скважинными данными позволяет уточнить прогноз коллекторских свойств перспективных горизонтов.

Экспериментально-аналитический подход к изучению переходных физических процессов $U(t)$ на основе их представления в виде суммы экспоненциально-затухающих гармоник был разработан и опубликован французским бароном де Прони – Гаспаром Рише в 1795 г. [2]:

$$U[n\Delta T] = \sum_{k=1}^K A_k e^{[-\alpha_k + j2\pi f_k](n-1)\Delta T + j\theta_k}, \quad (1)$$

где ΔT - шаг дискретизации, n - номер временного дискрета, A_k - амплитуда, α_k - коэффициент затухания, $f_k = \omega_k / 2\pi$ - частота (Гц), θ_k - начальная фаза (рад), K – конечное количество гармоник, необходимых для описания $U(t)$ с заданной точностью.

Теоретические основы нелинейной аппроксимации выборочных данных методом Прони наиболее полно изложены в монографии С.Л. Марпла, посвященной цифровому спектральному анализу [2]. Рассматривая метод дискретного Прони-преобразования (ДПП) автор этой монографии особо подчеркивает, что «метод Прони не относится к числу методов спектрального оценивания, но тем не менее, он позволяет углубить понимание методов спектрального прогноза, основанных на методе наименьших квадратов».

На возможность такого «углубленного понимания» спектральных характеристик сейсмических записей впервые внимание было обращено украинскими и новосибирскими геофизиками: В.П.Ковалевым, Г.Ф.Телепневым, Г.М.Митрофановым, С.А.Гриченко. Последующее использование математического аппарата дискретного преобразования Прони (ДПП) при спектральном анализе временных разрезов МОГТ позволило устойчиво выделять аномалии динамики сейсмических записей, приуроченные к залежам УВ, зонам литологических замещений, элементам дизъюнктивной тектоники и других особенностей геологического разреза.

Методика Прони - анализа сейсмических данных включает в себя четыре основных этапа:

1. Выделение временного окна, в котором будет происходить Прони-фильтрация.
2. Стандартный спектральный анализ методом дискретного преобразования Фурье (ДПФ) в выбранном временном интервале. Данные полученные на основе этой процедуры позволяют изучить динамику волнового поля во временном окне, наметить частоты для последующей Прони-фильтрации. Поэтому стандартный спектральный анализ лучше проводить не только для всего выделенного временного окна, но и в наиболее интересных временных интервалах, содержащихся в нём.

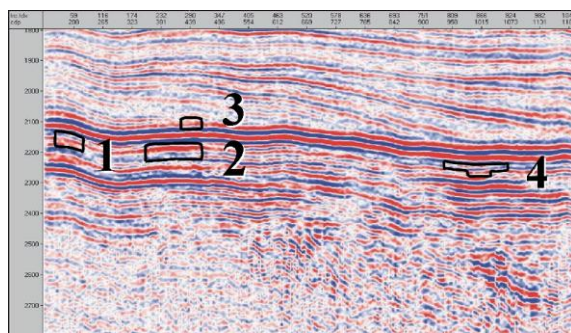
3. Прони - трансформация сейсмических данных в выделенном временном окне. На этом этапе происходит разложение волнового поля по методу наименьших квадратов Прони в скользящем временном интервале $\Delta \tau$ с шагом Δt для каждой трассы. При выборе $\Delta \tau$ важно иметь априорную информацию о длительности выделяемого сигнала. Если выбирать $\Delta \tau$ больше длительности сейсмического импульса, то теряется разрешённость в восстановленной сейсмической записи. Выбирая $\Delta \tau$ меньшим длительности сейсмического сигнала, теряется устойчивость получаемых оценок или это приводит к потере прослеживаемости импульса на отдельных участках записи, т.е. к обеднению восстановленной волновой картины.

4. Прони-фильтрация. На данном этапе выделяется та часть восстановленной сейсмической записи, которая интересна для дальнейшей интерпретации. Главными параметрами фильтрации являются $\Delta \alpha$ - интервал коэффициентов затухания и $\Delta \omega$ - ширина полосы частот. Эти параметры подбираются в зависимости от решаемой геолого-геофизической задачи и с учётом особенностей преобразования Прони.

В качестве экспериментальных материалов использовались три временных разреза сейсмопартий №3,18,19, отработанных в 1991-92гг. на Помутском участке Западной Сибири.

По предшествующим результатам Wavelet-обработки этих временных разрезов В.М.Вингаловым (г. Тюмень) было выделено несколько зон возможного нефтенасыщения. В Wavelet-спектре эти зоны фиксировались наиболее контрастными положительными низкочастотными аномалиями.

На профиле 0392076 рис.1. было выделено четыре аномалии. По две аномалии было выявлено на профилях 1891082 и 1991058. Наличие этих аномальных объектов предстояло подтвердить или опровергнуть методом Прони-фильтрации. В дополнение к методу Прони- фильтрации наличие аномальных объектов, выделенных на основе Wavelet-анализа, проверялось на основе выявления в области низких и высоких частот различий между амплитудными спектрами аномального и соседствующего (безаномального) участков. Результаты такого сравнения приведены на рис. 2.



□ - зоны возможного нефтенасыщения.

Рис. 1. Временной разрез 0392076

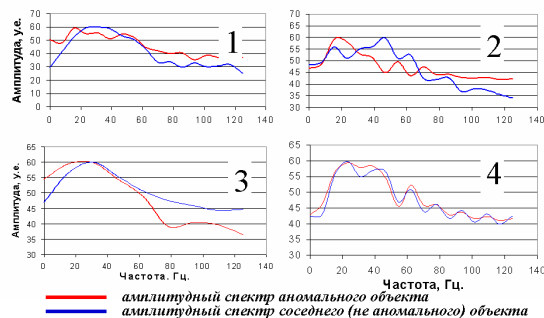


Рис. 2. Сопоставление амплитудных спектров по аномальным и соседствующим объектам, профиль 0392076

По результатам Прони-анализа сейсморазведочных материалов Помутской площади было подтверждено наличие семи нефтеперспективных объектов, для которых установлено:

- на профиле 0392076 всего три объекта из четырех рис. 3 (ранее выявленных Wavelet-обработкой) имеют аномальную спектральную характеристику; четвертый Wavelet- объект не выделяется ни по данным спектрального анализа рис. 2, ни методом Прони- фильтрации рис. 3.
- наличие двух аномальных объектов на профилях 1891082 и 1991058 подтверждается различием спектральных характеристиках и надежно фиксируется методом Прони- фильтрации;
- низкие частоты в спектре этих аномальных участков (по сравнению с соседним) более интенсивные, а при высоких отношениях сигнал/помеха аномальному интервалу соответствуют и более интенсивные высокие частоты.

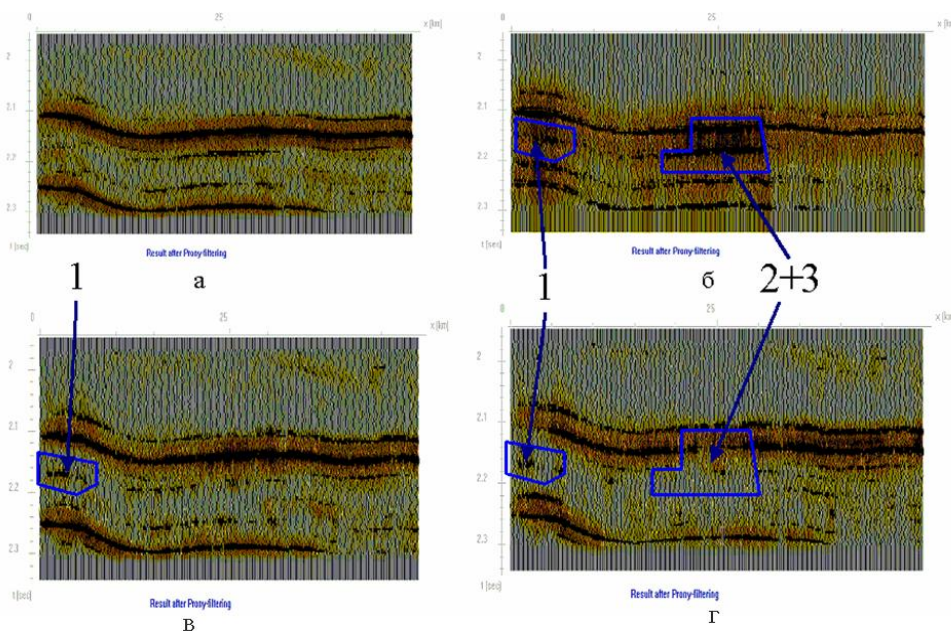


Рис. 3. Прони - анализ временного разреза 0392076: а) Восстановленный разрез; б) Выделение аномальных объектов 1,2,3 на низких частотах; в, г) Выделение аномальных объектов 1, 2, 3 на высоких частотах

Таким образом, по результатам выполненной работы можно сделать вывод о высоких потенциальных возможностях метода Прони- фильтрации при выделении аномальных объектов, связанных с залежам УВ, зонам литологических замещений, элементам дизъюнктивной тектоники и других особенностей геологического разреза.

Литература

1. Kovaljev V.P., Madatov A.G., Mitrofanov G.M. Complex convolution decomposition (CCD) and new possibilities at detail investigation of attenuation: Abstract of papers EAGE 54-th meeting, Paris, 1992.
2. Marple S.L.Jr. Digital spectral analysis with applications. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 1987. – p. 364 - 380.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПУЛЬСНОЙ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ ПРИ ОЦЕНКЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГРУНТОВ ТЕРРИТОРИЙ СТРОЯЩИХСЯ ОБЪЕКТОВ

А.А. Дьячковский

Научный руководитель профессор Ю.А. Ним

Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Известно, что в условиях Севера разрушение строительных конструкций протекает более интенсивно, чем в других регионах, так как строительство основано на свайном фундаментостроении, устойчивость которых зависит от термодинамического состояния грунтов (талое, мерзлое). При их протаивании и техногенном засолении в пределах городских застроек возникают проблемы геоконтроля и оценки их геокриологического состояния на глубину свайного фундамента с применением неразрушающих технологий. Этому требованию удовлетворяют геофизические методы, в частности импульсная электроразведка, имеющая дело с электромагнитными полями, в которых отражается криогенное состояние грунта в интервале температур фазовых изменений и позволяющая на значительных площадях с минимальными затратами решать инженерные задачи. При этом электроразведка используется в основном для выявления и картирования таликов, оценки строения и состояния геокриологической среды с целью выработки природоохранных мероприятий, в разработке способов учета или борьбы с образованием и развитием негативных явлений и процессов [2]. В соответствии с этим при оценке строения и геоэлектрического состояния грунтов под основанием Учебно-лабораторного корпуса Якутской государственной сельскохозяйственной Академии в г. Якутске Республики Саха (Якутия) были использованы разные методические схемы зондирования методом переходных процессов (ЗМПП) и современные приемы обработки геофизической информации.

Основной целью работ являлся оценка геоэлектрического разреза грунтов на территории строящегося здания с выделением потенциально опасных участков.

Задачи исследования включали в себя:

Площадные работы по сети 10*2 м в пикетном режиме – для оценки общего геоэлектрического состояния участка работ;

Электромагнитное сканирование территории в площадном варианте, расстояние между профилями 4-7 метров для выделения аномальных зон.

Электромагнитные работы ЗМПП проведены на объекте в следующих модификациях:

зондирование методом переходных процессов от закрепленного источника;

непрерывной профильной съемки в режиме электромагнитного сканирования.

По результатам данных исследований представлены 22 геоэлектрических разреза, 4 схемы производных кажущегося сопротивления и совмещенные геоэлектрические разрезы по наблюдаемым профилям (рис. 1), и сделаны следующие выводы:

Мощность сезонно-мерзлых пород на изученном объекте составляет в среднем до 2,5 метра и характеризуется высокими значениями сопротивлений.

Горизонт талых и пластично-мерзлых грунтов выделяется высокоградиентными значениями кажущегося электрического сопротивления. Его мощность изменяется от 0 до 3,5 метров в различных частях изученной территории и прослеживается до глубины 5-6 метров.

Твердомерзлые породы развиты на глубинах преимущественно от 4-5 метров до 9-10 метров и глубже.

Проведенные электроразведочные исследования показали хорошую сопоставимость результатов геофизических работ с данными инженерно-геологических изысканий и бурения. Использование зондирования методом переходных процессов позволяет решать комплекс инженерно-геологических задач:

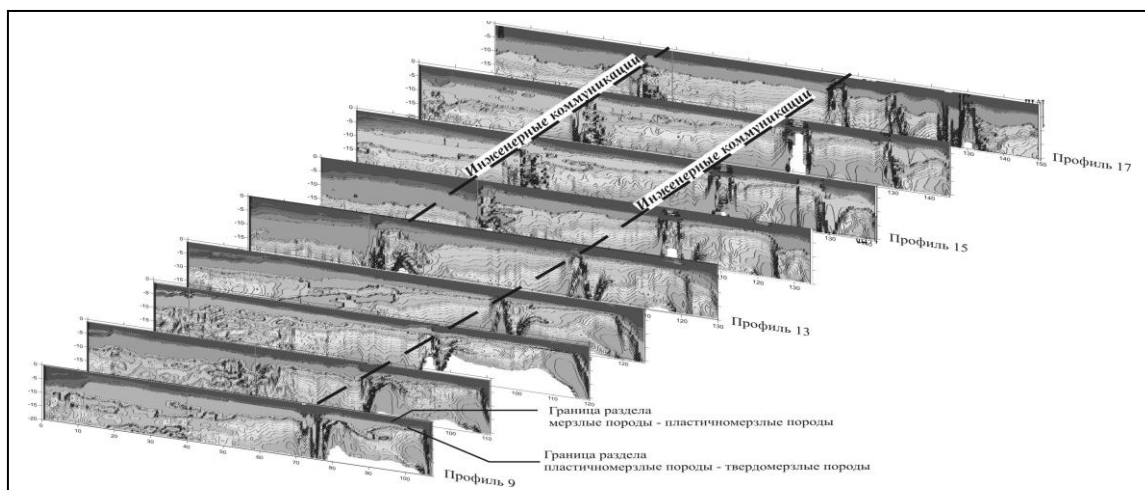
расчленять разрезы по литологическим типам грунтов;

выделять прослои и горизонты талых и пластично-мерзлых грунтов;

проводить углубленный анализ физической природы пространственной неоднородности состава и свойств грунтов;

осуществлять поиск документально утраченных инженерных коммуникаций.

ЗМПП рекомендуется в качестве опережающего метода при предварительной оценке строительных площадок для дальнейшего определения мест оптимального заложения инженерно-геологических скважин. В пределах городских застроек практическое применение традиционных методов электроразведки затруднено из-за стесненных пространственно-площадных условий и соответствующих недостатков технологий производства, а также из-за относительно низкой глубинности и информативности исследований. Примененная в данных исследованиях технология позволяет проводить работы в ограниченных пространственно-площадных условиях, в том числе под зданиями и сооружениями, построенными на свайных фундаментах, а также в канавах и туннелях. Такая возможность достигается тем, что прием электромагнитного поля осуществляется контуром малых размеров (рамка со стороной 1 м).



Наличие таликов, криопэгов и их развитие – одна из характерных особенностей криолитозоны в пределах города. Точное определение их размеров и местоположения необходимо для оптимального размещения зданий и сооружений, проектирования их конструктивных особенностей, а также прогнозирования развития мерзлотно-геологических процессов. Недостаточное их изучение и отсутствие геоконтроля изменений их состояния могут привести к просадке фундамента и связанному с этим обрушению кирпичных стен и углов зданий, образованию трещин, наклонов зданий с приобретением ими аварийного крена [1].

Таким образом, приведенные материалы показывают, что по данным ЗМПП уверенно определяются горизонты с различной электропроводностью, отражающие особенности криогенного состояния и состава грунтов, что и видно на представленном рисунке.

Полевые работы были организованы доктором г.-м. наук, профессором В.Ю. Фридовским при участии кандидата г.-м. наук, доцента Е.Э. Соловьева. Выражаю им искреннюю признательность за помощь при выполнении данной работы.

Работа выполнена при поддержке проекта РНП.2.1.2.8582.

Литература

1. Ним Ю.А., Омеляненко А.В., Стогний В.В. Импульсная электроразведка криолитозоны. Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1994. – 188 с.
2. Ним Ю.А., Стогний Вас.В. Технология индуктивного электромагнитного геоконтроля грунтов в условиях городских застроек // Геофизика Якутии на пороге XXI века: Геофизические исследования в Якутии: Сборник научных трудов. Вып. 5. – Якутск, 2001. – 251 с.
3. Отчет по государственному контракту № 146/219 – 01 на создание научно-технической продукции по объекту «Анализ геоэлектрического разреза грунтов и потенциально опасных участков территории главного учебно-лабораторного корпуса ЯГСХА в квартале Приипподромный г. Якутска», Якутск, 2005.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КИСЛОРОДНО-УГЛЕРОДНОГО КАРОТАЖА С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОЙ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Е.В. Ефимова

Научный руководитель профессор В.Г. Каналин
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В данной работе акцентируется внимание на достоверности значений текущего коэффициента нефтенасыщенности продуктивных пластов, полученным в результате проведения углеродно-кислородного каротажа. Наиболее важным параметром залежи для оценки возможностей углеродно-кислородного каротажа является текущий коэффициент нефтегазонасыщения, его связь с коэффициентом пористости.

Характерной особенностью многих нефтяных месторождений Западной Сибири является то, что обводненность продукции достигает 80 - 95 %, возникает необходимость разработки так называемых трудноизвлекаемых запасов.

На объектах Северо-Покурского месторождения наблюдается подобная картина, однако текущие значения коэффициента извлечения нефти (КИН) при этом еще далеки от проектных. Это связано с тем, что все пласты здесь характеризуются существенной неоднородностью, поэтому выработка запасов происходит неравномерно, с образованием в межскважинном пространстве неподвижных целиков нефти, что способствует развитию, изучению возможностей определения текущего коэффициента нефтегазонасыщения по данным участкам.

На Северо-Покурском месторождении возможность проведения таких исследований обусловило наличие большого количества транзитных скважин для верхних объектов. Используя эти транзитные скважины, можно дать количественную оценку текущего насыщения в межскважинном пространстве верхних объектов, методами ГИС по контролю за разработкой.

В мировой практике одним из основных методов оценки текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов является углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж), показания которого напрямую зависят от содержания углерода и кислорода в пластовом флюиде [1].



Рис. 1

На объектах разработки Северо-Покурского месторождения С/О-каротаж с целью количественной оценки текущего нефтегазонасыщения пластов проводится с 2001 г. В настоящей работе приводится анализ этих материалов по состоянию на 01. 01. 2004 г.

Учитывая несовершенство методик интерпретации С/О-каротажа, для оценки его возможностей, нами проведен анализ изменения значений текущего коэффициента нефтенасыщенности по скважинам, в которых имеются повторы углеродно-кислородного каротажа с значительными

временными интервалами. Так в скважине 12 С/О-каротаж проводился в 2001 и 2002 годах по объекту АВ₂. На рис. 1 приведены точечные диаграммы распределения начального $K_{нг}$ (нач) и текущего $K_{нг}$ (тек) коэффициентов нефтегазонасыщения при различных значениях коэффициента пористости для скважины 12. При оценке текущего насыщения в 2001г. зафиксировано значительное снижение $K_{нг}$ которое предопределено как пористостью пород-коллекторов, так и их положением относительно водонефтяного контакта. Видно, что $K_{нг}$ (2001 г.) изменяется в диапазоне несколько ниже, чем $K_{нг}$ (нач). При этом снижение значений $K_{нг}$ (2001 г.) носит неравномерный характер по глубине. А именно, в левой части рис. 1, $K_{нг}$ (2001 г.) уменьшается несколько медленнее, чем в правой части рисунка.

На фоне этого более значительного понижения $K_{М1}$ -(2001 г.) ярко просматривается тенденция его уменьшения от кровли к подошве. Эта тенденция объясняется наличием ВНК в подошвенной части пласта АВ₂, подъем которого и предопределил более ускоренное обводнение. Резкое уменьшение значений $K_{нг}$ (2001 г.) в средней части рис. 1 связано с тем, что соответствующие прослои имеют самую низкую пористость и самую высокую начальную водонасыщенность. Переходя к значениям $K_{нг}$ (2002 г.). на рис. 1 видим, что здесь уже во всём интервале объекта АВ₂ происходит снижение нефтенасыщенности до уровня, ниже которого породы характеризуются как водонасыщенные. Характерным для этого рисунка является то, что в прослоях с самыми низкими значениями $K_{нг}$ (2001г.) в 2002г. не произошло дальнейшего уменьшения текущего коэффициента нефтегазонасыщения, более того в отдельных случаях отмечается даже его увеличение. Это объясняется тем, что текущая нефтенасыщенность находится на пределе чувствительности метода и приводит к неверным количественным ее оценкам.

Другими словами, в интервалах чисто нефтяного насыщения данные С/О-каротажа указывают на закономерное снижение $K_{нг}$ (тек) во времени. Вывод о снижении текущей нефтенасыщенности в районе скважины 12 подтверждается и промысловыми материалами. Аналогичные результаты были получены и в других скважинах с повторными замерами С/О-каротажа.

Результатами С/О-каротажа также можно воспользоваться для количественной характеристики степени изменения (уменьшения) нефтенасыщенности. В данном случае предлагается использовать квадраткоэффициента корреляции ($K^2_{тек}$) текущего коэффициента нефтегазонасыщенности и коэффициент пористости (K_p), сопоставляя его с коэффициентом корреляции ($R_{нач}$) между $K_{нг}$ (нач) и K_p . Чем больше различие между $R_{нач}$ и $R_{тек}$, тем выше степень дренирования пласта в точке проведения С/О-каротажа.

Рассматривая данные С/О-каротажа с этих позиций, на конкретном примере (рис. 2) приведены диаграммы взаимосвязей $K_{нг}$ (нач) и $K_{нг}$ (тек) и K_p для одной скважины.

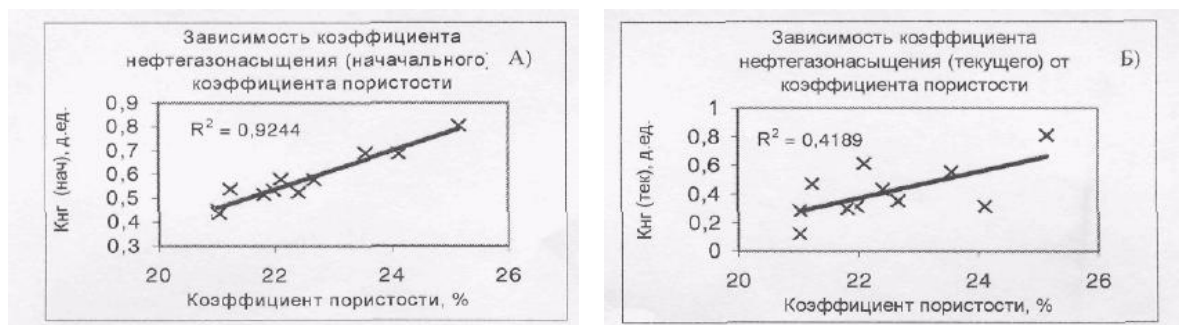


Рис. 2

Видно, что начальный коэффициент нефтегазонасыщенности тесно связан с коэффициентом пористости $R = 0,92$ (рис. 2 А). Для $K_{нг}$ (тек) связь с K_p значительно ниже при $R^2 = 0,419$ (рис. 2 Б), но ещё достаточно тесная, в то время как максимальное значение $K_{нг}$ (тек) не ниже, чем у $K_{нг}$ (нач).

Таким образом, ясно, что объект АВ₂ в районе рассматриваемой скважины дренируется, но не очень интенсивно, что объясняется её периферийным положением по залежи. О незначительности снижения r свидетельствует и диаграмма $K^2_{нач}$ и $K_{нг}$ (тек) (рис. 3). Здесь коэффициент R^2 достигает значения 0,58, что характеризует эту связь как тесную. В принципе можно было бы пользоваться этой связью для оценки состояния текущего насыщения. Однако, целесообразней пользоваться пористостью, поскольку $K_{нг}$ (тек) вычисляется через $K_{нг}$.

Для оценки охвата разработкой пластов в межскважинном пространстве нами рассмотрены суммарные толщины коллекторов с различной текущей насыщенностью по данным С/О-каротажа для прослоев, начальная насыщенность которых оценивалась как «нефть».

Установлено, что суммарные толщины коллекторов, характеризующихся по С/О-каротажу как «нефтенасыщенные» изменяются в широких пределах от 0 до 8.9 м. Ещё в больших пределах варьируют «нефтеводонасыщенные» и «водонасыщенные» толщины. В среднем по объекту АВ₂ коэффициент охвата пласта заводнением составляет 0,67, что несколько выше оценки, полученной по данным ГИС-контроль, согласно которым коэффициент охвата воздействием оценивается в интервале от 0,46 до 0,51.

На основе определения текущих нефтенасыщенных толщин по данным С/О-каротажа была построена карта распределения текущих нефтенасыщенных толщин. Полученная карта может быть использована для дальнейшего изучения разработки данного месторождения.

В результате проведения анализа можно говорить о том, что углеродно-кислородный каротаж можно применять для эффективной выработки трудноизвлекаемых запасов, потому что:

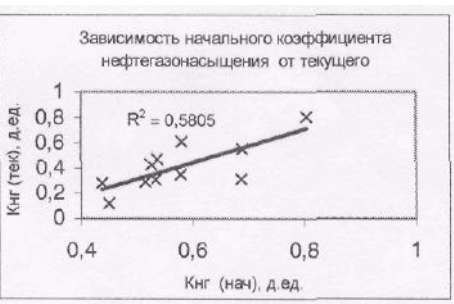


Рис. 3

Углеродно-кислородный каротаж даёт достоверную картину по текущей насыщенности пород-коллекторов продуктивных пластов, т.е. по данным С/О-каротажа можно выявить интервалы пластов с повышенной нефтегазонасыщенностью.

Углеродно-кислородный каротаж позволяет производить надёжные оценки толщин коллекторов, текущее насыщение которых характеризуется как «нефтенасыщенные».

В качестве количественной характеристики охвата продуктивного пласта разработкой можно использовать коэффициент парной корреляции текущих значений коэффициента нефтегазонасыщенности и коэффициента пористости.

Углеродно-кислородный каротаж по сравнению со стандартным комплексом промыслово-геофизических исследований обеспечивает более реалистичную оценку охвата пласта заводнением и динамики водонефтяного контакта.

В результате проведенных исследований даны *рекомендации* для повышения эффективности выработки запасов из застойных зон в межскважинном пространстве (бурение ЕС на участках с высокой проницаемостью, характеризующихся пониженными капиллярными давлениями), при этом технологический эффект составит 12000 т/скв, что экономически рентабельно.

Литература

1. Кучурин Е.С., Гайнетдинов Р.Г., Рыскаль О.Е., Коротченко А.Г., Огнев А.Н. Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС 2004 вып.12-13 (125-126).

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ДОРАЗВЕДКИ МАЛОАМПЛИТУДНЫХ СТРУКТУР В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕРРИТОРИИ НА ПРИМЕРЕ КРЯЖЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

О.В. Каракулова

Научный руководитель доцент И.В. Ванцева

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время все больше внимания уделяется современным геофизическим методам изучения геологического разреза при поисках, разведке, а также разработке месторождений углеводородов. Одними из таких методов является сейсморазведка 3D. В регионах с высокой степенью изученностью территории она имеет значительное преимущество, по сравнению с остальными технологиями.

Как показывает опыт, сейсморазведка 3D в отличие от других методов обеспечивает равномерное освещение геологических границ по площади, что позволяет получить детальное описание структурной формы отражающих горизонтов, а также более надежное выделение и прослеживание тектонических нарушений. Трехмерная технология, кроме того, позволяет легко находить в изучаемых контурах новые перспективные объекты.

На стадии доразведки месторождений нефти и газа применение данной методики актуально, так как здесь ее основные успехи связаны, как правило, с открытием залежей неантиклинального типа и малоамплитудных поднятий. При картировании таких структур преимущество сейсморазведки 3D объясняется тем, что двумерная сейсморазведка, обладая хорошей горизонтальной разрешенностью, имеют очень низкую вертикальную расчлененность, обеспечивая этим низкую точность картирования малоамплитудных и сложно построенных структур.

Особо нужно отметить то, что, используя съемку 3D, можно с высокой точностью определить особенности геологического строения уже разрабатываемых месторождений нефти и газа, тем самым, обеспечив значительную экономию по сравнению с бурением большого количества скважин, необходимых для решения разведочных задач.

Рассмотрим особенности применения технологий 3D для решения задач доразведки на примере Кряжевского месторождения нефти, находящегося на юге Пермского края. Данный район характеризуется высокой степенью изученности, все крупные месторождения здесь давно освоены и находятся на завершающих стадиях разработки [1]. Поэтому в настоящее время основной интерес для нефтегазодобывающих компаний представляют мелкие структуры, а также доразведка уже разрабатываемых месторождений с целью выявления в их пределах новых перспективных участков.

Кряжевское месторождение, в состав которого входят 4 самостоятельных поднятия (Восточно-Калмиарское, Кряжевское, Чкаловское, Новобродовское), открыто в 1988 году. К глубокому бурению оно было подготовлено сейсморазведкой 2D. В процессе поисково-разведочного бурения была выявлена низкая достоверность сейсмических построений, так как значительное количество скважин оказалось заложено не в оптимальных условиях.

По материалам испытания 15 поисково-разведочных скважин, пробуренных на месторождении, промышленная нефтеносность установлена в нижне-средневизейских терригенных отложениях (пласты Т_{2а}, Т_{2б}, Бб, Мл) и верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях (пласт Т₁). Все выявленные залежи приурочены к малоразмерным структурам облекания органогенных построек позднефранско-фаменского возраста, расположенных в пределах юго-восточного борта Камско-Кинельской системы прогибов [1].

С 1999 года в пробной эксплуатации находятся продуктивные отложения визейской толщи на Кряжевской, Новобродовской и Восточно - Калмиарской структурах. Эксплуатационные объекты Кряжевского месторождения изучены недостаточно. Сведения о геологическом строении пластов, их физико-гидродинамических особенностях и неоднородности неполны и малодостоверны, так как используются осредненные показатели с соседних месторождений. Это и явилось основанием для проведения доразведки месторождения.

В 2003 году с целью уточнения геологического строения Кряжевского месторождения и изучения характера распространения продуктивных пластов в нижнекамменноугольных отложениях ОАО «Пермнефтегеофизика» были проведены детальные сейсмические исследования по технологии 3D.[2].

В результате этих исследований были выполнены уточненные построения структурных карт поверхностей целевых отражающих горизонтов: I^П, II^К, II^П, III, V^{ВП}, репера НГК (S'), которые установили ненадежность предыдущих сейсмических материалов.

Комплексная интерпретация материалов пространственной сейсморазведки, ГИС и данных поисково-разведочного бурения внесла значительные коррективы в геометризацию залежей и выявила новые перспективные участки (презентация):

В результате настоящих исследований Новобродовская структура разделилась на два купола – западный и восточный. Ранее открытые залежи пластов T₁ и Бб локализовались в пределах западного купола. Восточный купол представлен как локальное поднятие по отражающим горизонтам нижнего карбона II^К и II^П, образованное в результате облекания биогерма позднедевонского возраста. Неточность картирования поднятия по данным сейсмики 2D объясняется незначительной амплитудой восточного купола (11 м по ОГ II^П).

Учитывая идентичность геологического строения обоих куполов, предполагается наличие небольших залежей в турнейских и бобриковских отложениях и на восточном куполе.

Вновь закартирована Азинская структура, подготовленная сейсморазведкой в 1986 году, а в 1987 году выведенная из глубокого бурения, как не подтвердившаяся, непродуктивная. По данным настоящих исследований выяснилось, что из-за неточности сейсмических материалов по технологии 2D поисково-оценочная скважина 389 была заложена за пределами поднятия – в зоне тектонического нарушения. Но по данным бурения этой скважины отмечается остаточная нефтенасыщенность пластов T₁ и Бб, что является признаком наличия залежей нефти в этих отложениях.

По результатам настоящих работ поднятие закартировано по отражающим горизонтам V^{ВП} - II^П в виде горста. Структура обладает малыми размерами, но имеет значительную амплитуду по горизонтам среднего девона и нижнего карбона (26 м по отражающему горизонту II^П) и высокое гипсометрическое положение относительно других структур. Кроме того, выявленные тектонические нарушения по периметру структуры значительно повышают поисковый интерес, так как могут быть хорошим экраном для залежей углеводородов.

Восточно – Калмиарская структура и Кигинская структура (Калмиарское месторождение) по новым данным имеют общее основание по отложениям среднего и нижнего карбона, что привело к объединению залежей в пластах T₁ и Tл₂₋₆ и увеличению их площади нефтеносности.

Изменились представления о геологическом строении и пространственном положении северного купола Кряжевского поднятия. Это привело к существенному изменению формы и размеров залежей, приуроченных к пластам T₁ и Мл. Также по данным этих исследований предполагается наличие залежи и в бобриковских отложениях.

По данным сейсморазведки 3D в интервале турнейских отложений выявлены аномалии волнового поля, связанные с деятельностью эрозионно-карстовых процессов [2]. На западе площади выделены узкие прогибы – эрозионно-карстовые каналы, осложняющие склоны Кигинской, Восточно-Калмиарской и Кряжевской структур. Такие прогибы повышают перспективность поднятий, приуроченных к ним, так как могли служить путями миграции углеводородов.

Сопоставление структурных карт по основным отражающим горизонтам, построенным по данным 2D и 3D съемок, показало общее приращение площадей залежей 1,1 км² (8 % по всему месторождению) в результате проведения детальных сейсмических исследований 3D. Также выявлено, что амплитуды Новобродовской, Кряжевской и Восточно-Калмиарской структур, закартированных по данным сейсмики 2D, были сильно занижены. Это позволяет прогнозировать значительный прирост балансовых запасов нефти в пределах изучаемых поднятий.

Нужно отметить, что при проведении доразведки наиболее эффективной является комплексная интерпретация данных пространственной сейсморазведки 3D, ГИС и результатов поисково-оценочного бурения с проведением литолого- и сейсмофациального анализов, позволяющая выявить основные закономерности распространения коллекторов увеличенной толщины и выделить зоны их развития с улучшенными коллекторскими свойствами. Эти зоны будут являться наиболее перспективными при заложении разведочных и эксплуатационных скважин.

Таким образом, на примере конкретного месторождения показана высокая эффективность пространственной сейсморазведки 3D для решения задач доразведки малоамплитудных структур. Кроме значительной экономии средств на бурение большого количества разведочных скважин; получен значительный прирост запасов по категориям C₁ и C₂, в результате изменения представлений о геологическом строении поднятий.

Литература

1. Геологический отчет о результатах поисково-разведочного бурения на Чернушинской площади, ООО «ПермНИПИнефть», 2003
2. Детальное изучение геологического строения Кряжевского месторождения нефти. Отчет сейсмической партии 12 за 2003-2004 г.г., ОАО «Пермнефтегеофизика», Пермь, 2004

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.С. Кондратьев

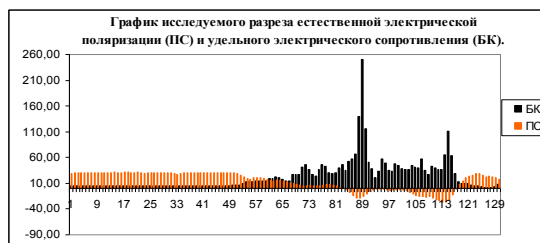
Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Битуминовые аргиллиты баженовской свиты имеют важное значение в геологическом строении, формировании и сохранении залежей нефти и газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Баженовская свита играет роль регионального флюидоупора, разделяя юрские и меловые резервуары углеводородов. По мнению многих исследователей обогащенные органическим веществом аргиллиты баженовской свиты являются нефтематеринскими. Трещиноватые карбонатизированные аргиллиты свиты могут быть коллекторами углеводородов - так называемые «бажениты». Баженовская свита в силу своей петрофизической аномальности в геофизических разрезах играет роль репера. Изучение петрофизики баженовской свиты отдельных месторождений, изменения петрофизического образа свиты в границах нефтеносных территорий является актуальной задачей.

В настоящей работе приводятся результаты изучения петрофизических особенностей баженовской свиты в разрезе одной из скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения по материалам ГИС (геофизических исследований скважин). Петрофизические характеристики аргиллитов баженовской свиты сравнивались с таковыми глинистых пород вмещающего разреза. Исследовались петрофизические параметры, определяемые методами стандартного комплекса ГИС: естественная гамма-активность (ГК); самопроизвольная электрическая поляризация (ПС);



а



б

Рис. 1. Выделение битуминозных аргиллитов баженовской свиты аномальными значениями петрофизических параметров: а – естественной гамма-активности (в мкР/час); б - удельного электрического сопротивления (Ом.м) и самопроизвольной поляризации (мВ)

нейтронного каротажа по тепловым нейтронам.

Типоморфными свойствами аргиллитов баженовской свиты, позволяющими использовать ее в качестве геофизического репера, являются естественная гамма-активность и удельное электрическое сопротивление. На каротажных диаграммах баженовская свита выделяется аномально высокими значениями ГК (до 100 мкР/час и более, рис. 1, а) и БК (первые сотни Ом.м, рис. 1, б).

Следует отметить обратные соотношения БК и ПС в разрезе против баженовской свиты (рис. 1 б), что характерно для изученного разреза. Как правило, в большинстве разрезов по потенциалу самопроизвольной поляризации баженовская свита не отличается от вмещающих глинистых образований. Понижение потенциала ПС против баженовской свиты может быть связано с ее карбонатизацией (подтверждается повышениями БК) и трещиноватостью, то есть в исследуемом разрезе свита может быть потенциально продуктивной.

Статистические исследования петрофизических параметров подтверждают данные анализа каротажных диаграмм (табл.). Судя по средним значениям, наибольшее отличие аргиллитов баженовской свиты от вмещающих пород наблюдается по БК и ГК, в меньшей степени, но все же значительно, - по ПС. Водородосодержание баженовской свиты незначительно, но все же превышает W вмещающих пород, что говорит в пользу ее значительной глинистости. При такой глинистости высокие значения УЭС можно объяснить ее битуминозностью (гидрофобностью), а аномальная радиоактивность - обогащенностью ураном. Обращает на себя внимание тот факт, что по всем параметрам баженовская свита более неоднородна, что проявилось в больших значениях стандартного отклонения. Столь же существенны отличия по эксцессу – по мере крутизны статистического распределения (табл.). Таким образом, и в статистическом плане аргиллиты баженовской свиты являются уникальными образованиями.

Существенно различаются баженовская свита и вмещающие породы по корреляционным зависимостям между петрофизическими параметрами (рис. 2). Во всех случаях для баженовских аргиллитов характерна параболическая зависимость, а для вмещающих пород - близкая к линейной зависимости. Особенно хорошо это различие видно на поле корреляции параметров, отражающих в основном глинистость пород: ПС и W (рис. 2, а). Из этого рисунка видно, что максимум параболы приходится на среднее значение электрической поляризации.

удельное электрическое сопротивление (БК, УЭС) и водородосодержание (W) по данным

Числовые характеристики распределения значений физических параметров пород

Геологическое образование Числовые характеристики	ПС, мВ*	БК, Ом·м	ГК, мкР/час	W, %
<i>Аргиллиты баженовской свиты</i>				
Среднее значение	14,74	21,94	44,20	49,79
Стандартное отклонение	9,18	12,78	13,80	4,26
Асимметрия	0,41	0,47	-0,44	0,61
Экссесс	-0,98	-0,85	-0,88	-0,15
<i>Вмещающие глинистые породы</i>				
Среднее значение	28,34	5,20	16,47	43,97
Стандартное отклонение	4,41	1,81	2,44	3,58
Асимметрия	-2,59	2,05	0,25	-1,37
Экссесс	7,10	6,52	0,53	3,03

* Размерность параметров относится только к среднему значению и стандартному отклонению.

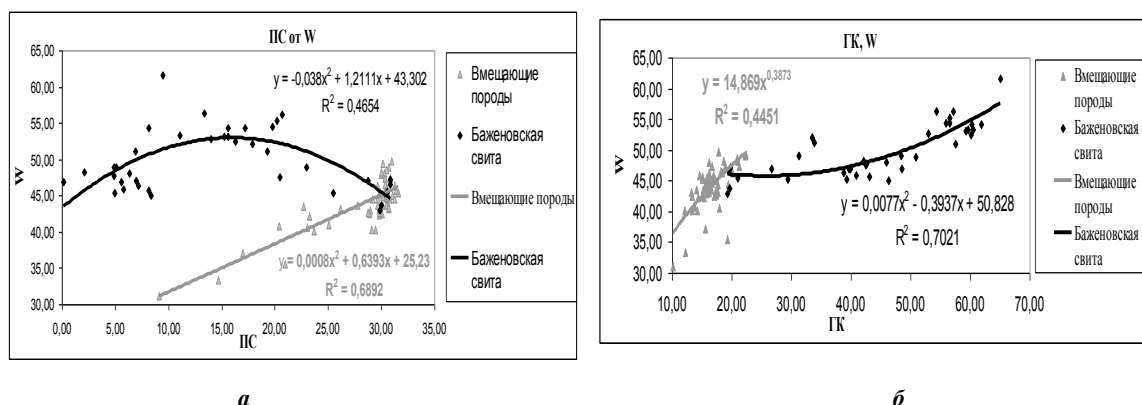


Рис. 2. Сравнение полей корреляции петрофизических параметров аргиллитов баженовской свиты и вмещающих глинистых пород: а) зависимость самопроизвольной электрической поляризации (ПС) и водородосодержания (W); б) зависимость естественной гамма-активности (ГК) от W

Параболы баженовской свиты большинства зависимостей отрицательные, но есть и положительные. Характерно, что в случае положительной параболы область всех ее значений укладываются в половине параболы (рис. 2, б). Интересна зависимость между гамма-активностью и водородосодержанием, представленная на этом рисунке. Парабола положительна, а область параметров вмещающих пород и пород баженовской свиты существенно расходятся. Все точки вмещающих пород лежат в интервале гамма-активности 10-22 мкР/час, а точки баженовской свиты разбросаны в интервале 19-65 мкР/час. Такое различие может быть связано с тем, что глинистость отражают оба параметра, но на радиоактивность, кроме того, влияет битуминозность аргиллитов баженовской свиты, с которой связывают ее повышенную ураноносность. На этом же рисунке видно, что баженовская свита обладает большим водородосодержанием, чем вмещающие глинистые породы.

Таким образом, по петрофизическим данным баженовская свита является уникальным образованием. Сложенная по существу глинистыми породами – аргиллитами, баженовская свита существенно отличается по петрофизической характеристике от вмещающих ее глинистых пород по всем позициям: выделяется аномалиями на каротажных диаграммах, отличается статистическим распределением значений петрофизических параметров, а также типом корреляционных зависимостей между этими параметрами. Необходимо продолжить исследование петрофизики баженовской свиты в плане изучения пространственных закономерностей и связи с продуктивностью разрезов.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА КОЛЛЕКТОРОВ И ВЫЯВЛЕНИЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В ОКСФОРДСКИХ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТАХ ЛАРЛОМКИНСКО-ВЕСЕННЕЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Д.В. Конторович

Научный руководитель профессор В.А. Конторович
Новосибирский государственный университет г. Новосибирск, Россия

В настоящей работе на примере Ларломкинско-Весенней зоны нефтегазоносности рассмотрены методические приемы выявления и картирования коллекторов в келловей-волжских отложениях на базе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения. В качестве фактического материала в работе использованы временные сейсмические разрезы МОГТ 2D в объеме 1150 км и данные глубокого бурения и ГИС по 46 скважинам.

Район исследований расположен в северо-западной части Каймысовского нефтегазоносного района, в пределах которого большая часть залежей углеводородов сконцентрирована в горизонте Ю (васюганской свиты) и контролируется как структурным фактом, так и зонами литологического замещения пластов-коллекторов.

Задача исследований: на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения разработать критерии и осуществить прогноз зон распространения, линий фациального замещения и выклинивания коллекторов, а также оценить эффективную толщину песчаных пластов Ю₁ в Ларломкинско-Весенней зоне нефтегазоносности.

Геологический разрез келловей-волжских отложений исследуемого района представлен васюганской и баженовской свитами, формирование которых происходило преимущественно в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях.

Баженовская свита, представленная черными и буровато-черными карбонатно-кремнисто-глинистыми породами с высоким содержанием (до 20 %) органического вещества, является основным генератором нефти в осадочном чехле Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. На большей части Западной Сибири баженовская свита находится в главной зоне нефтеобразования. Толщина свиты, залегающей в кровле келловей-волжского комплекса пород и являющейся региональным флюидоупором для залежей в верхнеюрских песчаных пластах, составляет 10-30 м.

Васюганская свита по литологическому составу слагающих пород разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. Толщина нижневасюганской подсвиты, как правило, составляет 30 - 40 м, в наиболее погруженных участках палеорельефа достигая отметок 55 - 60 м.

Верхневасюганская подсвита представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4-5 песчаных пластов, совокупность которых формирует регионально нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт Ю.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления позволяет выделить в разрезе горизонта Ю две пачки, разделенные региональным угольным пластом У - подугольную и надугольную. Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами К)Д Ю⁴, разделенными пластом аргиллитов. Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт У_в, формирование которого происходило в континентальных условиях. Надугольная пачка залегает в верхней части горизонта Ю, между угольным пластом У₁ (междуугольной пачкой) и подошвой баженовской свиты. Разрез надугольной пачки содержит трансгрессивные песчаные пласты Ю⁰, Ю², формирование которых происходило в полифациальных условиях. Толщина пачки колеблется в диапазоне от 5 до 35-40 м. Наличие в разрезе келловей-волжских отложений песчаных пластов горизонта Ю₁, способных концентрировать значительные залежи углеводородов, и перекрывающих пород баженовской свиты, которые являются в Западной Сибири основным источником нефти и одновременно являются региональным флюидоупором, создает благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

Келловей-волжские отложения имеют следующие акустические характеристики:

Баженовская свита. Анализ акустических характеристик верхнеюрской части разреза показывает, что отложения баженовской свиты обладают аномально низкими акустическими свойствами относительно перекрывающих и подстилающих толщ. В районе исследований скорость распространения продольных сейсмических волн в баженовской свите составляет 2,7 - 3,0 км/сек.

Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности толщины свиты на обширных территориях и ее распространению в пределах значительной части Западно-Сибирской плиты, горизонт П является наиболее надежным сейсмическим репером.

Васюганская свита. Несмотря на наличие различных литологических разностей в разрезе верхневасюганской подсвиты, эти отложения, в целом, характеризуются достаточно стабильными акустическими свойствами. Перепады скоростных характеристик горных пород на границах между песчаниками, алевролитами и аргиллитами, как правило, не превышают 0,2-0,3 км/с. Исключение составляют пропластки углей и углистых аргиллитов, характеризующиеся аномально низкими скоростями распространения продольных сейсмических волн — 2,5 - 3,2 км/с.

Аргиллиты нижневасюганской подсвиты по скоростным характеристикам, как правило, занимают промежуточное положение между битуминозными аргиллитами баженовской свиты и породами верхневасюганской подсвиты. Скачок скоростей на фаните ниже- и верхневасюганской подсвиты составляет 0,3 - 0,5 км/с.

В процессе проведенных исследований по результатам интерпретации каротажа по 46 скважинам были построены корреляционные схемы келловей-волжских отложений для Первомайско-Весенней и Ларломкинской площадей.

Анализ полученных корреляционных схем позволил сделать вывод, что строение верхнеюрской части разреза в пределах исследуемой территории существенно меняется. В частности, в направлении приподнятых участков

палеорельефа происходит уменьшение толщины надугольной пачки, которое сопровождается ухудшением фильтрационно-емкостных свойств песчаных пластов Ю₁₋₂, вплоть до полного их замещения непроницаемыми разностями. Такая ситуация имеет место как на Первомайско-Весенней, так и на Ларломкинской площадях. В силу этого обстоятельства в настоящей работе толщина надугольной пачки была использована в качестве критерия для *качественной оценки зон распространения коллекторов* в пределах исследуемой территории.

Анализ результатов структурных и палоструктурных построений с привлечением статистического анализа, выполненного по данным бурения, показал, что в Л ар ломки не ко-Весен ней зоне нефтенакопления толщина надугольной пачки прямо-пропорционально толщине юры, толщине берриас-аптских отложений, абсолютным отметкам поверхностей доюрского основания и баженовской свиты. Использование карт распределения этих параметров с привлечением аппарата многомерной регрессии позволили оценить характер распределения толщин надугольной пачки на исследуемой территории. Комплексный анализ этой карты, материалов ГИС и результатов испытывающей показал, что зоны, в пределах которых получили развитие наиболее высокеемкие коллектора приурочены к склонам палеоподнятий, имевшим место в оксфордском веке. В направлении присводовых частей палеоструктур и наиболее погруженных участков палеорельефа коллекторские свойства песчаных пластов Ю₁ ухудшаются, адебиты падают.

Для *количественной оценки коллекторских свойств* песчаных резервуаров горизонта Ю₀ были построены карты эффективных толщин песчаных пластов Ю₁₋₂, Ю₁₋₄ и суммарных эффективных толщин горизонта Ю₀. С этой целью были проанализированы результаты петрофизических исследований kernового материала и данные ГИС и построены зависимости коэффициентов проницаемости от коэффициентов пористости и коэффициентов пористости от значений L_{пс}. Проведенный анализ показал, что коэффициенты проницаемости и пористости связаны экспоненциальной зависимостью, и значению Kпористости, составляющему 1мД отвечает Kпористости, равный 13% и значение L_{пс} - 32 мВ.

В настоящей работе именно эти значения были приняты в качестве граничных для перехода коллектор -не коллектор, что позволило по результатам анализа кривых ПС определить эффективные толщины песчаных пластов горизонта Ю₁ во всех скважинах, расположенных на рассматриваемой территории.

После составления базы данных по эффективным толщинам горизонта Ю₁ с учетом схемы накопления осадков у берега по Д.В. Наливкину был построен график, характеризующий зависимость между эффективными толщинами песчаных пластов надугольной пачки и толщиной пачки в целом, для которой коэффициент корреляции составил R = 0.91.

С использованием полученных зависимости и карты толщин надугольной пачки была построена карта эффективных толщин песчаных пластов Ю₃₋₂.

Анализ полученных материалов показал, что в Ларломкинско-Весенней зоне нефтенакопления эффективные толщины надугольного резервуара варьируют от 0 до 14 м. Зоны отсутствия коллекторов (эффективная толщина 0-2 м) и распространения песчаных пластов, обладающих низкими коллекторскими свойствами (эффективная толщина 2-4 м) связаны с депрессионными зонами, расположенными в центральной и северо-восточной частях исследуемой территории, а также с наиболее приподнятыми частями Ларломкинского, Южно-Мах ни некого, Махнинского и Верхневесеннего локальных поднятий.

Высокоемкие коллектора с эффективными толщинами 10-14 м получили развитие в пределах центральной и, главным образом, южной частей Первомайско-Весеннего вала, а также на склонах Ларломкинского вала и Южно-Махнинского локального поднятия. Восточно-Ларломкинское, Турьяхское, Восточно-Турьяхское и Северо-Турьяхское локальные поднятия, выделенные на исследуемой территории по результатам интерпретации сейсморазведочных материалов, также расположены в зоне развития коллекторов, с высокими значениями эффективных толщин. На заключительном этапе исследований была построена прогнозная карта, на которой наряду с моделями залежей углеводородов, получившими развитие на Первомайской, Весенней и Ларломкинской площадях, приведены как антиклинальные, так и сложнопостроенные литологически-экранированные ловушки, представляющие интерес в отношении нефтегазоносных песчаных пластов Ю₁₋₂.

ИССЛЕДОВАНИЯ ТОЧНОСТИ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ДАННЫМ ГИС (НА ПРИМЕРЕ МЫЛЬДЖИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.В. Курилов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть и газ – основной ресурс нашей страны, запасы которого с каждым днем падают. Но на сколько точно определены запасы категории С и Д? Это на прямую зависит от ГИС, т.к. это основной и самый достоверный метод, на сегодняшний день, определяющий количество прогнозируемых ресурсов.

Цель исследования: Выявить ошибки оценки подсчетных параметров по данным ГИС и причины этих ошибок.

А. Абсолютные

Б. Относительные

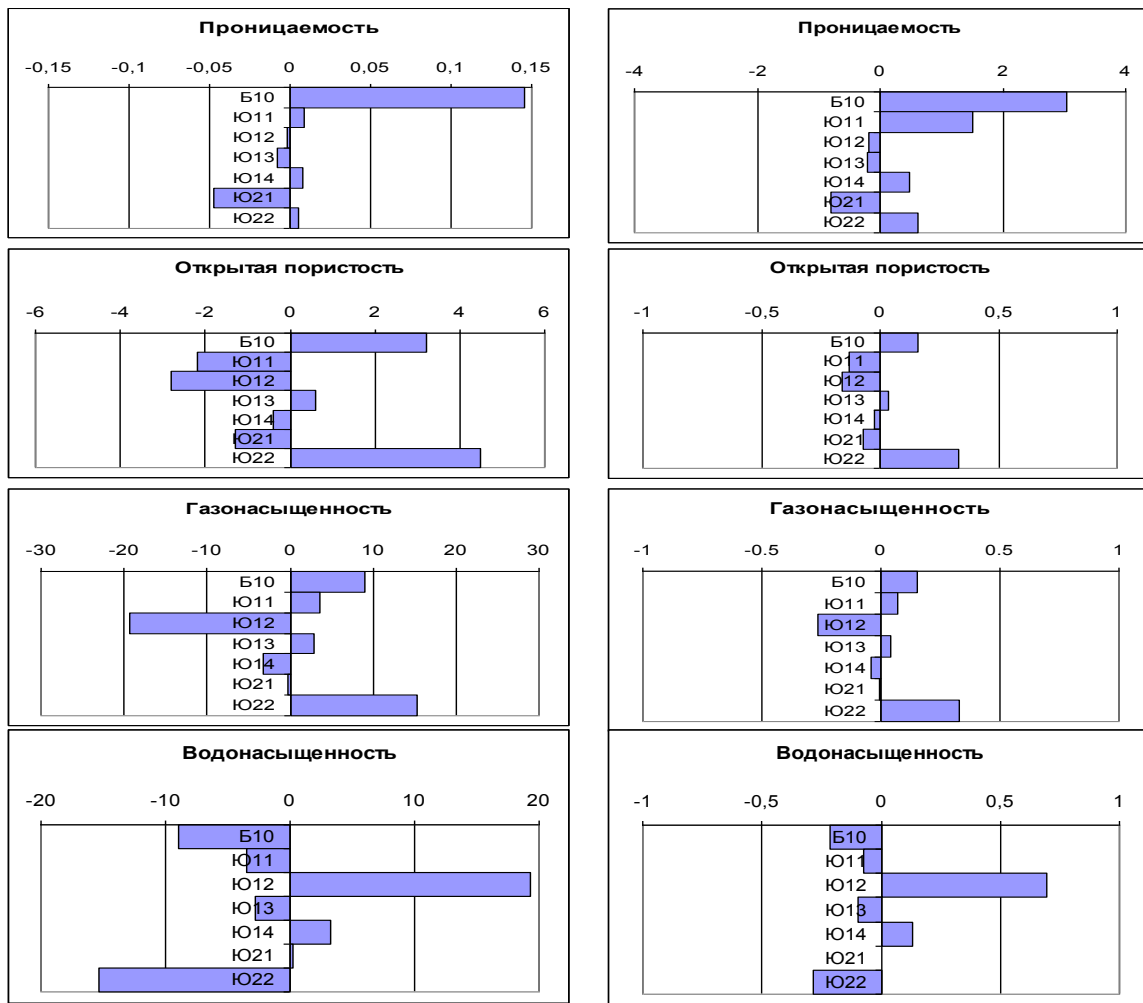


Рис. 1. Погрешности определения параметров пластов: а) – абсолютные, б) - относительные

Продуктивными пласты Мыльджинского месторождения находятся в куломзинской свите (K_1klm) (Меловая система) и верхней васоганской свите (J_1vs) (Юрская система). Данные были получены из проекта ОПЭ «ТомскНИПИНефть»: результаты оценки пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, остаточной водонасыщенности пластов Ю и Б на Мыльджинском газоконденсатном месторождении лабораторными методами, методами ГИС и ГДИ. Чтобы провести наш анализ нужно прибегнуть к теории ошибок. Существует аксиома о том, что образ действительности содержит некоторую погрешность, в теории ошибок используется общее *определение погрешностей*. Его можно выразить с помощью различных понятий, например (одно из них): *погрешность* — это разница между измеренным состоянием данной величины и действительным состоянием этой величины.

Но нас интересуют следующие погрешности.

Систематическая погрешность — это погрешность, которая при многократном повторении измерений одного и того же значения измеряемой величины в одних и тех же условиях сохраняет постоянное значение либо изменяется по известному закону. «Абсолютная погрешность (absolute error) - алгебраическая разность между указанным значением и сравнительным значением».

$$\Delta_{\text{абс}} = X_{\text{изм}} - X_{\text{действ}}$$

«Относительная погрешность — погрешность, рассчитанная относительно действительного значения, полученного экспериментально с максимально возможной точностью (может быть выражена в процентах)».

$$\delta = (\Delta_{\text{абс}}/X_{\text{действ}}) * 100\%$$

В своей работе я рассчитал абсолютные и относительные погрешности для всех интересующих нас параметров: Сравнивая параметры по ГИС следующим образом (пористость, нефтегазонасыщенность, остаточную водонасыщенность пластов с данными лабораторных исследований, а проницаемость — с данными гидродинамических исследований). Т.е. вычисляем абсолютные и относительные погрешности для всех параметров.

Таблица

Уравнения связи геофизических данных и петрофизических параметров Мыльджинского месторождения

По рис. 1 А и Б, можно предположить следующее.

Максимальной погрешностью обладает пласт Б10 при измерении всех четырех параметров. Также можно выделить пласты Ю12 и Ю22 по трем параметрам (пористость газо- и водонасыщенность). У пластов определен неверно характер насыщения, т.к. погрешности газонасыщенности и водонасыщенности для этих пластов отличаются только «знаком». По проницаемости аномальными пластами являются пласты Ю11 и Ю21.

Б10 является проблемным пластом, все его параметры, полученные при помощи ГИС, сильно отличаются от параметров, полученных при помощи других методов. Это объясняется тем, что он находится сразу под баженовской свитой. Поэтому пласт Б10 обладает неоднородностью.

Из графиков видно, что существует систематическая ошибка, т.к. она присутствует во всех пластах.

$\text{Ю}_1^1, \text{Ю}_1^2, \text{Ю}_1^3, \text{Ю}_1^4, \text{Ю}_2^1, \text{Ю}_2^2$	Б ₁₆₋₂₀	Б ₁₀	Б ₈
$K_{\text{п}} = 0.08392 + 0.1196\alpha_{\text{пс}}$	К $\text{п} = 0.212 + 0.038\alpha_{\text{пс}}$		
$P_{\text{п}} = 0.767K_{\text{п}}^{-1.923}$	$P_{\text{п}} = 1.7947K_{\text{п}}^{-1.536}$		
$K_{\text{в}} = 0.95P_{\text{п}}^{-0.75}$	$K_{\text{в}} = 0.9268P_{\text{п}}^{-0.585}$		
$K_{\text{пр}} = 10^{((\alpha_{\text{пс}}/0.75)^{2.27})}$	$\lg K_{\text{пр}} = 42.99K_{\text{п}} - 7.8362$		

Вернемся к пластам Ю12 и Ю22. Можно сделать вывод, что в этих пластах определен не верно характер насыщения, потому что используется одно уравнение определения характера насыщения для всех пластов «серии Ю» не подходит.

Сопоставим геофизические данные с петрофизическими параметрами по специально полученным уравнениям связи для Мыльджинского месторождения.

На тему ошибок определения параметров ГИС можно говорить очень долго. Но прежде, давайте разберемся, как определяются петрофизические параметры по данным ГИС. Ответ очень прост: из уравнения сопоставления параметров, полученных по ранее проведенным работам. Но как можно рассчитать параметры одной скважины из уравнений связи для другой? Известно, что на свете нет совершенно одинаковых вещей (например скважин), природа не повторяется. Видно, что все наши исследуемые параметры напрямую связаны с Апс и определением сопротивления пласта. Поэтому если Апс будет ошибочно определено, то все наши параметры будут тоже неверны. Из-за этого и возникает основная ошибка.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ЧКАЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

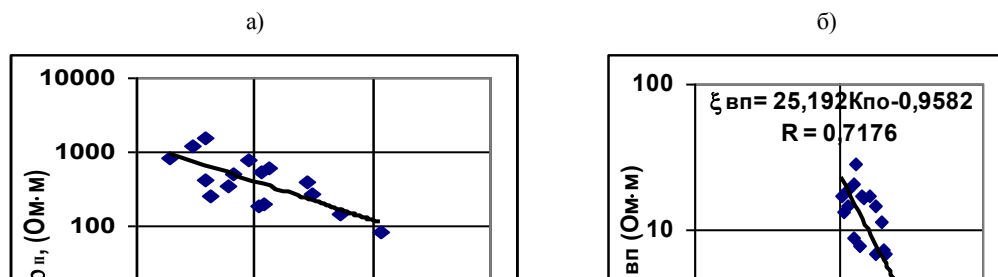
А.С. Кутьина

Научные руководители доцент Г.Г. Номоконова, доцент С.М. Шевченко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП), как правило, размещены в осадочном чехле, представленном терригенными образованиями. Для этих месторождений (с учетом положения продуктивного пласта в стратиграфическом разрезе) разработаны петрофизические модели и технологии оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера насыщения коллекторов по результатам геофизических исследований скважин (ГИС). Эти модели и технологии учитывают терригенный состав коллектора и связанные с этим его свойства (гидрофильность, тип пористости и физически связанной воды и др.), определяющие особенности отражения терригенных коллекторов в геофизических полях.

Нефтеносность Чкаловского месторождения, размещенного на юго-востоке ЗСНП, связана как с юрскими отложениями (пласт Ю₁), так и с породами палеозойского фундамента (пласт М₁), представленными карбонатными образованиями. Особенностью пласта М₁ Чкаловского месторождения является его сложно дислоцированное строение с большим количеством дизъюнктивных нарушений. В сравнении с терригенным коллектором пласта Ю₁, карбонатный коллектор отличается плотной непроницаемой матрицей, трещинно-кавернозной емкостью (пористостью), отсутствием адсорбированной воды, определяющим частичную гидрофобность коллектора, а также низкой пористостью при высокой проницаемости. Так одному и тому же диапазону проницаемости в пласте Ю₁ соответствует пористость 10 - 20 %, а в пласте М₁ – от 1 до 7 %. Естественно, что методика интерпретации карбонатных коллекторов (выделение коллектора по данным ГИС, оценка ФЕС и характера насыщения) кардинально отличается от терригенных и ее необходимо разрабатывать.

Целью настоящих исследований было формирование модели электропроводности трещинного карбонатного коллектора пласта М₁ Чкаловского месторождения с решением задач: создание модели; определение структуры порового пространства по данным капилляриметрии; выделение карбонатных трещинных коллекторов и оценка их характера насыщения.



Н
а
основании
изучения
томографи

и, прокрашенных шлифов, ртутной порометрии и капилляриметрии установлено, что особенностью карбонатных пород Чкаловского месторождения является плотная непроницаемая матрица. Матрица пород иссечена тонкими разнонаправленными микротрещинами. Порометрические и капиллярные кривые показывают наличие фильтрующих каналов размером 4 - 10 мкм. Первичное поровое пространство представлено субкапиллярами с радиусом пор меньше 2 мкм и содержащими остаточную, неснижаемую водонасыщенность. Содержание субкапиллярных пор до 50 %. Остаточная вода, содержащаяся в субкапиллярах, способствует снижению УЭС карбонатных пород (относительно плотных, не проницаемых интервалов).

Общеизвестно, что каждому «шагу» давления соответствует свой кластер поровых каналов и своя водонасыщенность, которая определяется объемом кластера. Водонасыщенность кластеров влияет на удельное электрическое сопротивление.

Моделирование влияния насыщения кластеров на их удельное электрическое сопротивление проведено в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» на образцах керн, прошедших исследования методом водной капилляриметрии. Исследования проводились на режимах, использовавшихся при получении капиллярных кривых. Задавалось давление вытеснения, замерялись «остаточная» водонасыщенность образца и электрическое сопротивление. Сопротивление относится к кластерам, из которых еще не вытеснена вода. Таким образом, моделировалась насыщенность кластера.

Для каждого кластера рассчитывалась емкость - пористость кластера с учетом распределения пор по размерам. На графиках распределения пор по размерам выделяются три кластера – с модальными значениями радиусов капилляров 1, 3 и 10 мкм. Сопоставление емкости кластеров с удельными электрическими сопротивлениями показало, что практический интерес представляют графики $\rho_{вп}$ – $K_{по}$ (при 100% водонасыщенности) (рис. 1, а), кластер 1,04 мкм (при остаточной не снижаемой водонасыщенности) (рис. 1, б) и кластер 10,4 мкм (рис. 2). Остальные кластеры имеют подчиненное значение и располагаются вблизи графика зависимости « $\rho_{вп}$ – $K_{по}$ ». Полученные уравнения кластеров (УЭС–емкость):

$$\rho_{en} = 25,192 \cdot K_{no}^{-0,9582};$$

$$\rho_n = 105,61 \cdot K_n^{-0,9152};$$

$$\rho_n = 125,02 \cdot K_n^{-0,5083}$$

использовались для построения графиков УЭС – $K_{по}$ кластеров (рис. 3).

Значения УЭС кластера 10,4 мкм являются критическими и отделяют водонасыщенную часть коллектора от нефтенасыщенной части. Значения УЭС кластера 1,04 мкм являются критическими и отделяют коллектор от не коллектора. Пересечение графиков кластеров 10,4 и 1,04 мкм соответствует пористости 0,6 %, что согласуется с общепринятым пределом коллектора для трещинной пористости в 0,5 %.

Графики рис. 3 используются для оценки характера насыщения карбонатного коллектора. Удельное электрическое сопротивление и пористость коллектора определяется по данным ГИС и сопоставляются с данными рис. 3. В зависимости от того, в какое поле попала точка «УЭС– $K_{по}$ », пласт (интервал пласта) относится к водонасыщенному, нефтенасыщенному или к не коллектору.

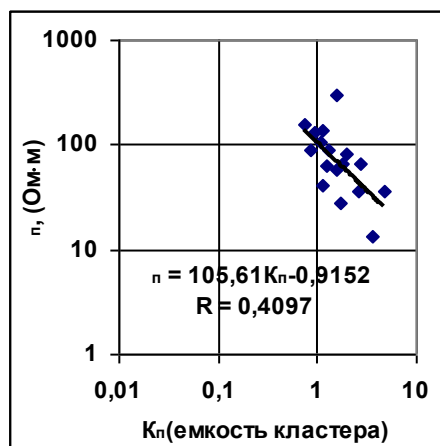


Рис. 2. Поле корреляции УЭС и пористости (нефтенасыщенные образцы)

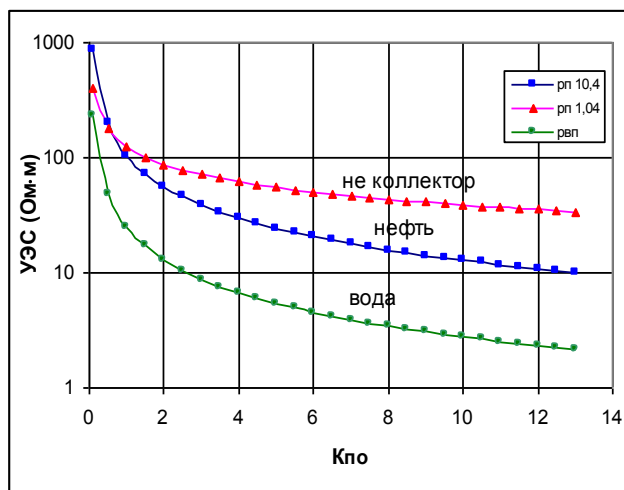


Рис. 3. Зависимость критических значений УЭС от пористости для карбонатных пород Чкаловского месторождения

Таким образом, на примере Чкаловского месторождения разработана технология оценки характера насыщения карбонатных коллекторов, которая может быть использована при изучении карбонатных разрезов других месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

ПРОГРАММНЫЙ АНАЛИЗАТОР ВЫДЕЛЕНИЯ ТИПОВ ЗЕМНЫХ ПОРОД ПО СПЕКТРАМ ПАССИВНОГО ФУРЬЕ СПЕКТРОМЕТРА

А.В. Лончин, А.В. Мардяшов

Научный руководитель профессор М.Ю. Катаев

Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

Существуют многочисленные способы извлечения информации о типах земной поверхности, *in situ*, дистанционный, кино-фотографический и др. Каждый из этих способов имеет свои положительные и отрицательные стороны. Новым в этом направлении является применение техники Фурье-спектроскопии, когда анализ типов пород делается на анализе ИК спектров излучения разнообразных пород. Подобный спектрометр показал превосходное качество работы при изучении состава пород марса (прибор TES – Thermal Emission Spectrometer). В данном докладе предлагается программа, которая позволяет моделировать излучение разнообразных пород и проводить распознавание пород на основе данных спектральной информации о спектрах излучения некоторых типов пород.

Основа методики и описание программы

На рис. 1 приведены инфракрасные эмиссионные спектры (спектры излучения) некоторых пород [1]. Видно, что все спектры излучения имеют существенные отличия в спектральном поведении, которые позволяют идентифицировать эти вещества по данным измерений эмиссионных спектров.

Наблюдаемый экспериментально спектр можно записать в виде следующего соотношения:

$$I(\nu) = \Phi_0 e^{-D} + P(\nu, T) \cdot (1 - e^{-D}) \quad (1)$$

где, Φ_0 - спектр излучения подстилающей поверхности с температурой T_0 , $P()$ - расчетная функция Планка с температурой T и D – оптическая толщина слоя воздуха между поверхностью и Фурье-спектрометром.

Величина Φ_0 определяется как функцией Планка с температурой поверхности, так и коэффициентом излучения, в виде:

$$\Phi_0 = \varepsilon(\nu) P(\nu, T_0) \quad (2)$$

Из выражений (1) и (2) легко определить спектр излучения поверхности и сравнить его (в основе лежит алгоритм расчета корреляции) со спектром излучения, который получен в лабораторных условиях.

Описанный выше алгоритм встроен в программу. Программа позволяет провести задание и моделирование сценария измерений Фурье-спектрометром спектров излучения некоторой поверхности. Внешний вид главного окна программы показан на рис. 2. В правом нижнем углу приведен снимок изучаемой местности. В левом нижнем углу приведен спектр излучения $I(\nu)$ для одного из направлений визирования прибора при обзоре изучаемой местности. Сценарий задается пользователем и заключается в выставлении, в специальном окне, точек наблюдения и их свойств, как это показано на левой верхней части рис.2. В правой верхней части рис.2 показан результат обнаружения заданного пользователем объекта (на основе предложенного нами алгоритма) и его предварительных размеров. Как видно, заданный пользователем объект (один из минералов, для которого в базе данных присутствует спектр излучения), был обнаружен достаточно точно.

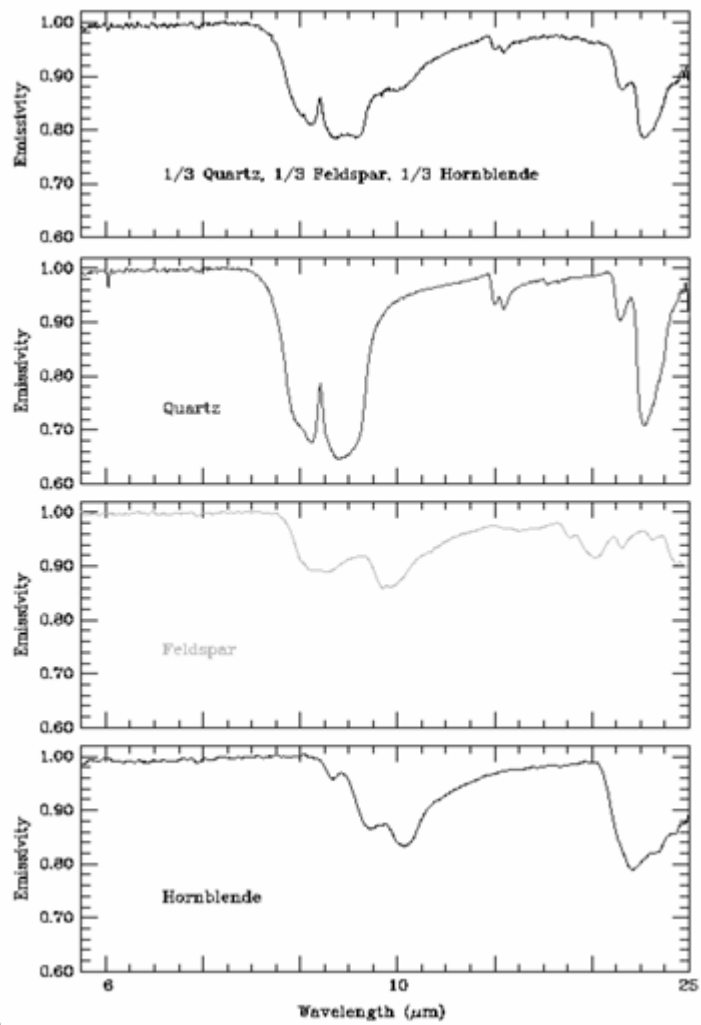


Рис. 1. Спектры излучения некоторых пород (по данным измерений [1])

Нами написана программа, на языке программирования VC++, внешний вид которой приведен на рис. 2.



Рис.2. Внешний вид главного окна программы

Заключение

Разработана программа, которая позволяет проводить обнаружение различных типов веществ, которые определяют спектр излучения поверхности. Первые, предварительные расчеты показывают, что обнаружение объектов земной поверхности возможно с некоторой точностью, величину которой определяют будущие массовые расчеты для заданных типов породы и заданных характеристик прибора.

Литература

1. <http://tes.asu.edu/>

НИЗКООМНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ: ПРОБЛЕМА И ПУТИ РЕШЕНИЯ

А.А. Осипенко

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) и характера насыщения коллекторов по данным геофизическим исследованиям скважин (ГИС) в юрских и меловых продуктивных отложениях Западной Сибири геологи-нефтяники часто сталкиваются с нетрадиционными нефтегазонасыщенными коллекторами, отличающимися аномальными геофизическими полями, которые по общепринятым для этих разрезов геолого-геофизическим моделям как нефтегазонасыщенные не определяются. Поскольку характер насыщения коллектора оценивается по его удельному электрическому сопротивлению (УЭС), то такие коллекторы принято называть низкоомными.

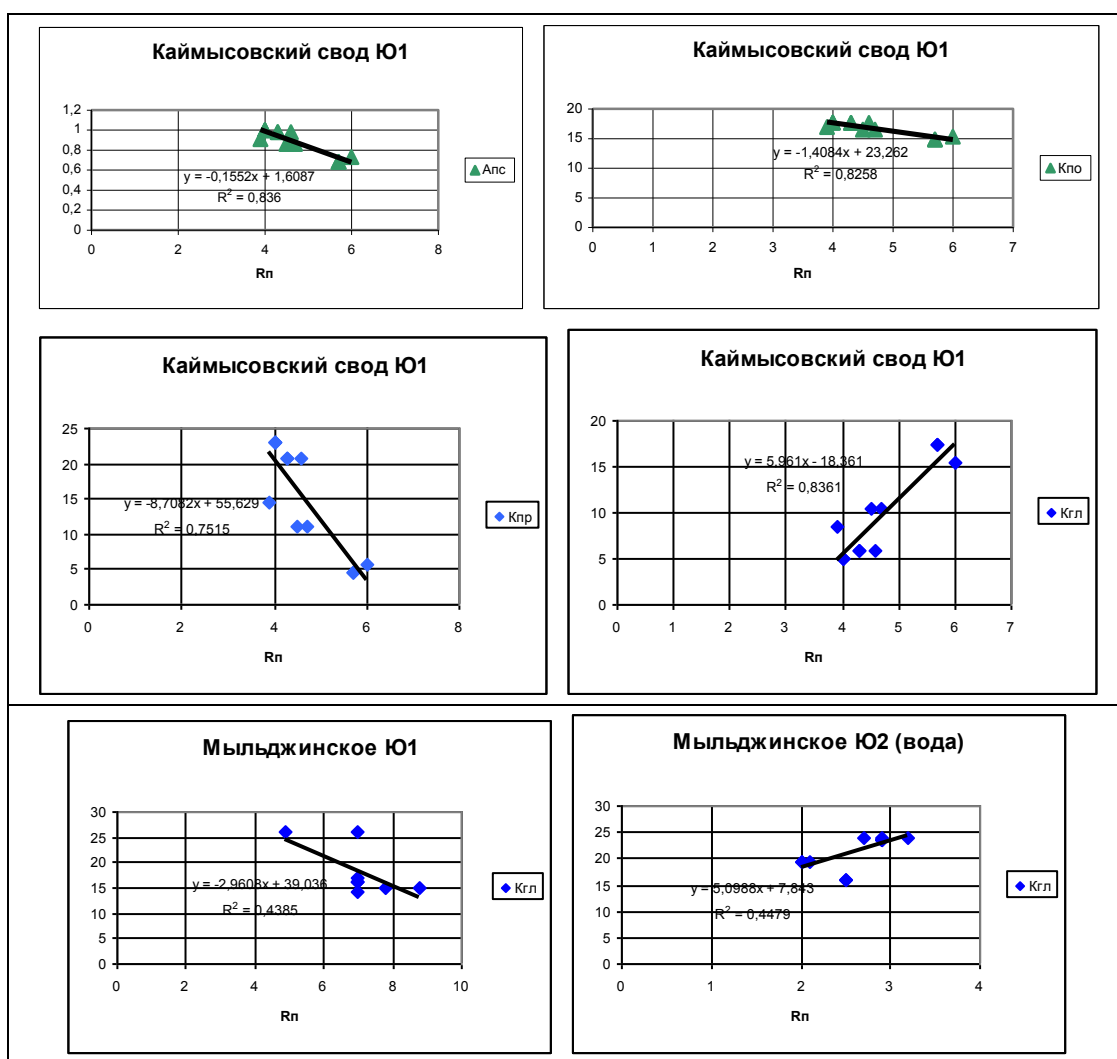


Рис. 1. Корреляционные зависимости удельного электрического сопротивления и коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости и Анс коллекторов низкоомных (Каймысовский свод) и нормальных (Мыльджинское месторождение)

При интерпретации данных ГИС по стандартной методике принимается, что УЭС зависит только от содержания и минерализации воды и от степени насыщения нефтью. Несмотря на это, существуют другие факторы, понижающие УЭС, которые не учитываются.

Из общих представлений и опубликованных данных [1, 2] можно выделить несколько причин, объясняющих природу аномалий электрических полей.

Одной из причин понижения электрического сопротивления является повышенное содержание в низкоомных коллекторах электропроводящих рудных минералов, таких как пирит, лейкоксен, окислы железа и др. Максимальное развитие и влияние на УЭС имеют пирит, лейкоксен. Твердая фаза пород коллекторов пласта Ю₁ может рассматриваться как двухкомпонентная система, сложенная в основном диэлектриками (породообразующие минералы) и вкраплениями минералов-полупроводников: лейкоксен (диоксид титана) и пирит (сульфидное железо), в том числе пиритизированные и лейкоксенизированные обломки основных эффузивов и биотита и в какой-то мере гидратированный и сидеритизированный биотит.

Пирит присутствует в породах-коллекторах в виде цепочечно расположенных кристаллов вокруг обломочных зерен, нередко ассоциируясь с битумными пленками.

Лейкоксен обволакивает зерна в виде сплошной или прерывистой пленки неравномерной толщины, измеряемой десятками микрометров, присутствует также в поровом пространстве в виде самостоятельных выделений. Содержание титанистых минералов в коллекторах пласта Ю₁ несколько меньше, чем пирита, иногда достигает 7 - 10 % поверхности шлифа.

Дискретное распределение минералов-полупроводников предполагает бесконечно высокое сопротивление воздушно-сухой двухкомпонентной коллекторской среды, так как при отсутствии ионопроводящей связанной воды УЭС определяется сопротивлениями породообразующих диэлектриков.

Другой причиной аномальности коллекторов является наличие глинистого цемента, в частности повышенное содержание крустификационного хлорита (около 10 - 15 % объема межзерновых пустот), резко увеличивающих водоудерживающую способность коллектора. В таких породах крустификационные листочки хлорита толщиной до 10 мкм обволакивают стенки межзерновых пор. Таким образом, в участках коллектора с интенсивной крустификационно-хлоритовой цементацией зерна со всех сторон окаймляются тонкой пленкой воды, которая, соприкасаясь с подобной пленочной водой соседних зерен, образует непрерывную токопроводящую систему в нефтенасыщенном коллекторе.

Некоторые исследователи основную причину понижения УЭС нефтенасыщенных терригенных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири связывают с числом интенсивно пелитизированных полевошпатовых зерен, так как пелитизация повышает сорбционную способность полевых шпатов вследствие формирования вторичных тонкодисперсных глинистых минералов и возникновения внутризерновой пористости.

Еще одна причина связана с разной минерализацией пластовой воды, из-за чего сопротивление нефтяного пласта может быть занижено или завышено.

Выделение низкоомных продуктивных коллекторов по каротажным диаграммам при качественной интерпретации осложнено следующими трудностями: показания методов ПС, ГК и НКТ для низкоомного коллектора не отличаются от показаний в водоносном пласте, УЭС изменяется в пределах 0,1 – 4,0 Ом*м и нередко бывает ниже УЭС водоносных пластов, поэтому при оценке характера насыщения по стандартной методике низкоомные коллекторы идентифицируются как водоносные.

Сложности в оценке характера насыщения связаны с тем, что оценка проводится по уравнениям, составленным для типичных коллекторов, поэтому необходима зависимость, полученная специально для низкоомного коллектора. Иными словами, если петрофизическое уравнение составлено для низкоомного коллектора, то его применение для такого же низкоомного коллектора не дает ошибок.

По результатам интерпретации данных ГИС нами были построены и проанализированы корреляционные связи всех оценочных параметров для низкоомного разреза месторождения Каймысовского свода и типичного (то есть без электрических аномалий) Мыльджинского месторождения.

Полученные корреляционные связи были разбиты на группы по коэффициенту корреляции.

В результате оказалось, что интересующее нас УЭС является наиболее коррелируемым параметром, образующим сильные и слабые связи, и среди несвязанных параметров не наблюдается. В низкоомных коллекторах наиболее сильные взаимосвязи УЭС имеет с фильтрационно-емкостными параметрами (коэффициентами пористости, проницаемости, глинистости и с Апс, которая их отражает). Факт зависимости УЭС от фильтрационно-емкостных свойств говорит о том, что определяющим фактором является глинистость.

Особое внимание мы обратили на связь К_{гл} – R_п (УЭС) у аномального коллектора, которая оказалась нетипичной, так как при увеличении глинистости сопротивление возрастало (рис.). Причины такой нетипичности необходимо исследовать.

Литература

1. Зарипов О.Г., Санич В.П. Влияние литологии пород – коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Нефтяное хозяйство. 2001. – №9. – С. 18–21.
2. Гуневская О.М., Стасив О.С. Аномально низкие удельные электрические сопротивления продуктивных пластов-коллекторов карбона Днепровско-Донецкой впадины // Международная геофизическая конференция и выставка «Геофизика XXI века – прорыв в будущее». Москва, 1-4 сент., 2003. – М., 2003. – С. 739-740.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ДЛЯ ОЦЕНКИ АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ

А.А. Лукин

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анизотропия фильтрационных свойств довольно сильно влияет на характер гидродинамических процессов [4]. Поэтому её учёт при разработке месторождений в значительной мере повышает эффективность добычи нефти и газа [3]. В данной работе исследуется анизотропия песчано-глинистого коллектора по данным гамма метода. Суть метода сводится к выявлению взаимосвязи анизотропии фильтрационных свойств и радиоактивности вмещающих пород.

В общем случае горизонтальную анизотропию определяют как неодинаковое распределение свойств горных пород в различных направлениях в горизонтальной плоскости [5]. В зависимости от типа коллектора различают две основные причины возникновения горизонтальной анизотропии проницаемости. Для трещинного коллектора анизотропия напряжений, которая обуславливает предпочтительную ориентацию трещин. Анизотропия порового коллектора связана с процессами осадконакопления, которые определяют предпочтительную ориентацию частиц осадочной породы и от порового пространства.

В настоящее время для определения направления и величины анизотропии коллектора в скважине используют метод гидропрослушивания [2, 7]. К недостаткам метода относятся большие материальные и временные затраты. Относительно недавно была разработана методика для определения анизотропии, основанная на обработке информации по проницаемости коллектора, полученной по исследованию керну и методам ГИС [1]. Что в значительной мере увеличивает затратность. Далее обосновывается идея использования данных лишь одного метода ГИС для решения этой проблемы – метода гамма каротажа.

Выбор гамма метода не случаен. Во-первых, гамма каротаж широко распространён и входит в стандартный комплекс исследования скважин. Вторая причина выбора заключается в том, что гамма метод не требует множества поправок, измеряя абсолютные значения радиационного поля. Глинистость же коллектора, которая влияет на показания метода, напрямую связана с проницаемостью. В будущем исследования будут проводиться по методам: ПС, БК, ИК, ННК.

Исследование проводилось при использовании данных по хорошо изученному участку Крапивинского нефтяного месторождения, включающего 13 скважин. Объектом изучения стал пласт Ю₁³, средняя мощность которого составляет 20 м. Нефтеносный пласт сложен юрскими кварцевыми песками, сформированными в прибрежно-морской обстановке осадконакопления. Такие песчаные тела, как правило, анизотропны ввиду предпочтительной ориентации зерен кварца, обусловленной волноприбойной деятельностью моря. Так же известно, что проницаемость в пласте меняется в значительных пределах по разрезу. По этой причине мощность пласта в каждой скважине разбивалась на 10 интервалов. Затем в выделенных интервалах находились средние значения радиационного поля. Далее по средним значениям в скважинах строили карты изолиний для каждого интервала.

В результате было построено 10 карт (рис. 1). Можно выделить две особенности в структуре радиационного поля, отражённого на картах. Первая характеризуется тем, что по всем интервалам разреза повышенные значения поля на юго-западе, а низкие значения – на северо-востоке. То есть градиент поля направлен на юго-запад, что совпадает с направлением анизотропии на данном участке, выявленным другим методом [6]. Эта особенность и доказывает, что действительно взаимосвязь между пространственным распределением радиационного поля и анизотропией существует. Если сравнить радиационного поля со структурной картой района (рис. 1), то можно заметить, что к центру свода (северо-восток) значения радиационного поля низкие. По нашему мнению, это связано с малой заглинизованностью центра залежи.

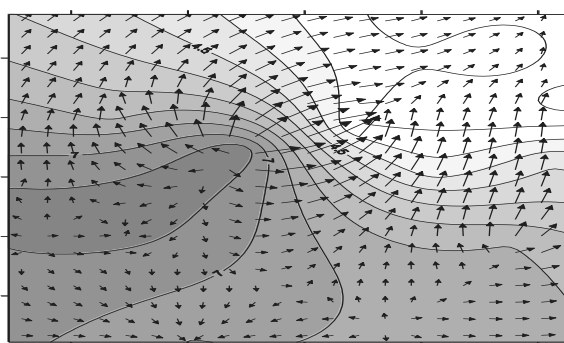


Рис. 1. Карта радиационного поля пласта Ю₁³ на участке Крапивинского месторождения

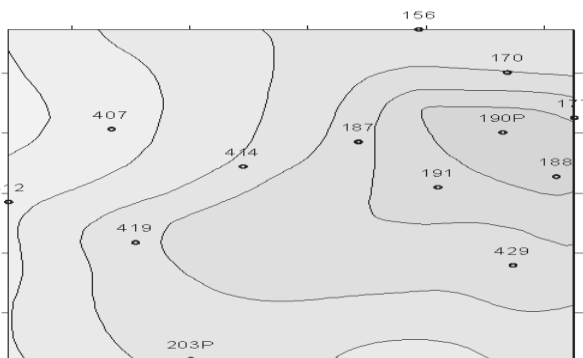


Рис. 2. Структурная карта участка Крапивинского месторождения (по Г.И. Берлину)

Крылья, наоборот, характеризуются высоким содержанием глины в коллекторе и радиоактивное поле, соответственно, имеет высокие показания. Вторая особенность – карты явно показывают увеличение показаний радиоактивности с глубиной залегания интервала. В верхних частях радиоактивность меняется от 1 до 6, а в нижних частях – с 3 до 12 мкР/час. Это связано с более высокой глинизацией нижних частей коллектора.

Таким образом, данные метода ГК можно использовать для экспресс определения направления анизотропии горизонтальной проницаемости.

1. Auzeais F.M., Ellis D.V., Luthi S.M, Dussan E.B. Laboratory Characterization of Anisotropic Rocks, paper SPE 20602, 1990. – 8 p.
2. Chen Her-Yuan, Hidayati D. T., Lawrence W. T. A Quick Method to Diagnose Flow Anisotropy Using Pressure Interference Data, paper SPE 60290, 2000.– 10 p.
3. Gatens J.M., Lee W.J., Hopkins C.W., Lancaster U. E. The Effect of Permeability Anisotropy on the Evaluation and Design of Hydraulic Fracture Treatments and Well Performance, paper SPE 21501, 1991. – 12 p.
4. Halbert W.G., The Influence of Oriented Arrays of Thin Impermeable Shale Lenses or of Highly Conductive Natural Fractures on Apparent Permeability Anisotropy, paper SPE 4163, 1972.– 3 p.
5. Rose Walter, A Note on role Played by Sediment Bedding in Causing Permeability Anisotropy, paper SPE 10916, 1983. – 6 p.
6. Spath J., McCants S. Waterflood Optimization Using a Combined Geostatistical - 3D Streamline Simulation Approach: A Field Example, paper SPE 38355, 1997. – 12 p.
7. Wannell M.J., Coney N.M., Halford F.R. The Use of a New Technique To Determine Permeability Anisotropy, paper SPE 26801, 1993. – 7 p.

ВЫДЕЛЕНИЕ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ КАСПИЙСКОГО МОРЯ ПО АНОМАЛИЯМ МАГНИТНОГО ПОЛЯ

Е.В. Полетаева

Научный руководитель доцент О.Б. Бабазаде.

Институт геологии Национальной академии Наук Азербайджана,

г. Баку, республика Азербайджан

В магнитном поле разломы земной коры проявляются по-разному. Плановое положение зон разломов устанавливается на этапе качественной интерпретации структуры магнитного поля с использованием методических приемов трассирования "разломных" аномалий [9]. На картах магнитного поля глубинные разломы выделяются по следующим типам аномалий:

- 1) Зонам градиентов, наблюдаемым как между областями с разной структурой аномального поля, так и по периферии отдельных аномалий. Зоны высоких градиентов магнитного поля свидетельствуют о разрывах блокового характера, разрывах, приводящих к вертикальным перемещениям блоков [11, 1, 2].
- 2) Линейно вытянутым зонам положительных аномалий, цепочкам локальных максимумов, обычно пространственно связанных с трещинными интрузиями среднего, основного и ультраосновного состава [5, 8].
- 3) Зонам резкой смены знака магнитного поля (знакопеременная аномалия). Этот тип аномалий проявляется в зонах разлома, развитие которых носит конседиментационный характер [5].
- 4) Зонам резкой смены характера аномального поля [8].
- 5) Зонам нарушения основной структуры поля-участки резкого изменения простирания изолиний, их прерывистость, а так же смещения цепочек аномалий [1, 2, 5].

Анализ распределения магнитных аномалий позволяет уточнить представление о положении зон разломов земной коры Каспийского моря.

Конкретные примеры соответствия вышеуказанных типов аномалий глубинным разломам можно найти для территорий многих регионов в работах [2, 4, 6, 13].

В статье использована карта ΔT охватывающая северную и среднюю часть Каспийского моря, составленная на основе аэромагнитной съемки, проведенной в 1951 - 1952 гг. [ВНИИГеофизика] [12], карта аномального магнитного поля Южного Каспия, составленная на основе аэромагнитной съемки Южного Каспия в 1965 - 1968 г [7], а также аномалии магнитного поля Северо-Кавказского офиолитового пояса [10].

Основываясь на имеющихся данных, приведем примеры исследования и выявления разломных зон по вышеуказанным типам аномалий.

По первому типу аномалий в юго-восточной части Южного Каспия в складчатой зоне области срединного массива и в зоне Сара-Чикишлярской (широтной) складчатости выделяются серии разломов, в том числе и кольцевой разлом, которому в магнитном поле соответствует региональный минимум с интенсивностью 5 гамм, на фоне, которого наблюдается ряд локальных максимумов, что указывает на изменение магнитных свойств и тем самым позволяет предположить блочное строение исследуемой области.

В пределах восточного побережья Каспия (южнее полуострова Челекен) происходит смена положительного знака на отрицательный, и по совокупности 1, 3 признаков выделено разрывное нарушение. По первому признаку (по магнитной ступени) в Центральной части Южного Каспия выделен кольцевой разлом, пересеченный большим числом разрывных нарушений, выделенных по 2, 4, 5 признакам, с наибольшей интенсивностью 120 гамм между долготами 50° и 51° . Так же по первому типу аномалий в северной части Среднего Каспия подтверждены Северо-Устьюртский разлом и Северо-Мангышлакский разлом, отделяющий Восточно-Манычский прогиб от гряды Карпинского и Мангышлакскую гряду от Южно-Бузачинского прогиба. По совокупности 1, 2, 4 типов аномалий в северной части Южного Каспия отмечаются: Сангачал-Огурчинский, Апшероно-Прибалханский разломы, имеющие разрыв, приводящий к сдвиговому перемещению блоков между долготами $52^\circ 30' - 53^\circ 00'$.

По второму типу аномалий в западной части Южного Каспия по цепочке локальных аномалий выделяется известный Западно-Каспийский разлом. По результатам магниторазведки предполагается [3], что разлом прошел сложный путь геолого-тектонического развития. В западной же части Южного Каспия по совокупности признаков выделяется Шахово-Азизбековский разлом, являющийся частью кольцевого разлома.

К северо-восточному краю Южного Каспия напряженность поля резко увеличивается (до 200-300 Гамм). Эта область отвечает зоне сочленения альпийской геосинклинали Южного Каспия и эпигердинской платформы по глубинному разлому, установленному по цепочке интенсивных магнитных максимумов [4], отражающих, по-видимому, массивы основных и ультраосновных пород [10], что связано с приближением кристаллического фундамента к дневной поверхности.

По этому (Центральнокаспийскому) глубинному разлому, являющемуся зоной нарушения сплошности земной коры и мантии, происходит относительное перемещение разделяемых им блоков. Земная кора Кубадак-Большебалханского мегантиклинория и Карабогазского свода серией глубоких тектонических нарушений разбита на

несколько клиновидных блоков, сужающихся в юго-восточном направлении, выделенных по различным признакам, отражающихся в магнитном поле. Основными из этих разломов являются Кошобинский и Карабогазский внутриплатформенные глубинные разломы, четко отражающиеся в магнитном поле в виде узких полос локальных аномалий на фоне мозаичного поля. В юго-восточной части Среднего Каспия в пределах Карабогазского свода по цепочке локальных аномалий выделен кольцевой разлом. В Среднем Каспии Караудан-Туаркырский разлом отражается в виде узкой полосы магнитных аномалий.

Примером четвертого и пятого признаков служат: Карабогаз-Севидрудский разлом, по которому происходит смещение блоков Апшероно-Прибалханского и Сангачал-Огурчинского разломов, Центрально - осевая система разломов и ряд систем разломов в Каспии, выделенных по этим признакам.

Таким образом, выделены и прослежены ряд разломов. Результаты исследований представлены на схеме в виде систем разломов земной коры Каспийского моря, прослеженных по аномалиям магнитного поля.

В результате проведенных исследований сделаны следующие выводы: преобладающими направлениями простираения систем разломов земной коры Каспийского моря являются северо-западное и северо-восточное. Имеются разломы субширотного и субмеридионального направления.

В магнитном поле разломы выделяются по аномальным областям и зонам различной интенсивности, конфигурации, ориентировке и знаку. По рисунку, ориентировке и по характеру сопряжения разломов земная кора Каспийского моря делится на блоки. По-видимому, глубинные разломы, по которым проникла основная масса, содержащая большое количество магнитоактивных тел, фиксируются цепочками положительных аномалий. Положение разломов, строение их зон, а так же вещественный состав приразломных блоков, полученные по магнитометрическим исследованиям, могут быть дополнены и детализированы при исследовании другими методами, в частности сейсмическими, гравиметрическими.

Таким образом, в работе подтверждены ранее обнаруженные разломы, уточнены их размещение и пределы распространения. Прослежен ряд новых разломов в пределах Южного и Среднего Каспия.

Литература

1. Бабазаде, О.Б. 1973. Исследование глубинных разломов земной коры Азербайджана по геофизическим аномалиям. Автореферат кандидатской диссертации. Баку.
2. Бабазаде, О.Б. 1995. Особенности глубинных разломов Азербайджана по аномалиям геофизических полей. Труды Института геологии АН Азербайджана, вып.25. Элм. Баку, 68-80.
3. Багир-заде, Ф.М., Керимов, К.М., Салаев, С.Г. 1987. Глубинное строение и нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. Азернешр. Баку.
4. Борисов, А.А. 1968. Геофизическая характеристика глубинных разломов на территории СССР. В сбор. «Глубинное строение Урала». Недр.
5. Ващилов, Ю.Я. 1975. Геофизические признаки разломов. Обзор. сер. IX, Рег., разрв. и промысл. геофизика. ВИЭМС.
6. Гаджиев, Р.М. 1965. Глубинное геологическое строение Азербайджана. Азербайджанское Государственное Издательство, Баку.
7. Джабаев, А.А. 1969. Основы поисков и изучение нефтегазоносных структур аэромагнитными методами (акватории Южного Каспия). Статистика. Ахшабад
8. Никитского, В.Е., Глебовского, Ю.С. (Под ред.) 1990. Магниторазведка справочник геофизика. Недр, Москва
9. Симоненко, Т.И. 1968. Проявления зон разломов земной коры в магнитном поле. Геофизический сб. АНУССР, вып. 26.
10. Смирнова, М.Н. 1983. Северо-Кавказский офиолитовый пояс и разрушительные землетрясения (в связи с изучением магнитного поля). Геофизические условия в очаговых зонах сильных землетрясений. Москва, Наука, 1983. с. 83 - 88
11. Собакарь, Г.Т. 1966. Признаки разрывных нарушений в геофизических полях областей неглубокого залегания кристаллического фундамента, Геофизический сборник АНУСССР, 16.
12. Соловьев, В.Ф. 1955. Тектоническая схема подводного склона западного побережья Среднего Каспия. ДАН СССР, 102, 5
13. Тяпкин, К.Ф. 1986. Изучение разломных и складчатых структур докембрия геолого-геофизическими методами. Киев, Наукова Думка, 168.

СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ И СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕПСКО-ПЕЛЕДУЙСКОГО СВОДА

И.В. Рудых

Научный руководитель профессор А.Г. Берзин
Якутский государственный университет, г. Якутск, Россия

Открытие новых месторождений нефти и газа на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО) является актуальной задачей для дальнейшего развития нефтегазовой индустрии Республики Саха (Якутия).

Проведенные оценки распределений разведанных и прогнозных запасов газа в Чаяндинской природной совокупности по методике Ф. Алексеева, свидетельствуют, что возможно увеличение разведанных запасов УВ в 3 раза, а во всех природных совокупностях месторождений НБ НГО в 3,8 раза [1]. В связи с этим требуется дальнейшее углубленное изучение природы месторождений этой крупной нефтегазовой области.

Исследования особенностей строения и генезиса месторождений проведены по нескольким параметрам.

В ходе изучения скрытых периодичностей осадконакопления с использованием спектрально-глубинных разверток (СГР) данных каротажа скважин выявлены особенности циклоседиментогенеза венд-кембрийских отложений и произведена оценка качества ботуобинского и хамакинского нефтегазовых резервуаров на Чаяндинском нефтегазовом и Талаканском газонефтяном месторождениях Непско-Пеледуйского свода:

- поздневендско-раннекембрийские продуктивные отложения накапливались в условиях мелководного моря на пассивной окраине континента в едином трансгрессивном мегацикле, осложненном последовательной сменой локальных регрессий трансгрессиями, что обусловило образование и региональную выдержанность ботуобинского, осинского, толбачанского и олекминского резервуаров, генетически связанных с этими сменами;

- вендские отложения в подиктехской толще не охватываются трансгрессивным мегациклом и не имеют выраженных разрастаний параметра Т, за исключением участка на Таранской площади (скв. 870), что предопределило в раннем венде неспокойную тектоническую обстановку и привело к региональной невыдержанности и снижению качества хамакинского и талахского резервуаров.

Проведена статистическая обработка и кластерный анализ данных комплекса промыслово-геофизических характеристик АК, ГК, НГК, БК, БМК и их дисперсии по ботуобинскому горизонту в пределах Озерной площади (ботуобинский горизонт продуктивный) и Нижнее-Хамакинской площади (ботуобинский горизонт не продуктивный) Чаяндинской НАЛ. Установлена однородность промыслово-геофизических характеристик на обеих площадях.

На этом основании с учетом ряда других аргументов выдвинута гипотеза, что

- формирование залежей УВ в венд-нижнекембрийских отложениях Чаяндинского нефтегазового и Талаканского газонефтяного месторождений происходило в том числе путем вертикальной миграции флюидов за счет переформирования залежей в подстилающих отложениях или из подфундаментных источников.

Предположение аналогичного содержания о месторождениях Непско-Пеледуйского свода было впервые высказано член-корр. Б.А. Соколовым [2].

В результате корреляционного анализа структурных карт и данных испытания скважин продуктивных горизонтов на Чаяндинском и Талаканском месторождениях, установлено, что в синхронных отложениях одного рифейско-нижнепалеозойского осадочно-породного бассейна локальные структурные планы залежей и проницаемые зоны в продуктивных карбонатных породах нижнего кембрия и терригенных коллекторах венда азимутально развернуты. Такое положение установлено и на залежах Тас-Юряхского, Иктехского, Верхневилучанского и др. месторождений.

На основании результатов работ этого направления сделан вывод о том, что формирование и расформирование многопластовых залежей Непско-Пеледуйского свода и Непско-Ботуобинской антеклизы в целом подвержено влиянию периодической активизации разломных систем различной пространственной ориентации; в частности, в терригенных отложениях венда влиянию разломов ранней север северо-восточной генерации, а в карбонатных отложениях нижнего кембрия – разломов север северо-западного простирания более поздней активизации.

Выработан поисковый критерий локализации залежей в карбонатных отложениях нижнего кембрия, основанный на сравнении коэффициента взаимной корреляции локальных структурных планов с пороговым значением

Литература

1. Алексеев Ф. Н., Берзин А. Г., Ситников В. С., Природные совокупности и ассоциации залежей углеводородов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа // Материалы VI-й международной конференции М.: Геос, 2002, т.1 - С. 21-25.
2. Соколов Б. А. Новые идеи в геологии нефти и газа (избранные труды). – М.: МГУ, 2001. С. 233-310.

ПРИРОДА НИЗКОЧАСТОТНОЙ АНОМАЛИИ СПЕКТРА МИКРОСЕЙСМ НАД НЕФТЯНЫМИ ЗАЛЕЖАМИ

В.А. Рыжов

Научный руководители доцент Е.В. Биряльцев, профессор О.Н. Шерстюков
Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Сейсмические методы геофизики являются в настоящее время наиболее информативными методами изучения строения Земли, в частности осадочного чехла. Наибольшее распространение имеют активные методы, использующие взрывное, ударное или вибрационное воздействие на исследуемый участок с последующей регистрацией отраженных или преломленных волн. Вместе с тем, существует и другой класс сейсмических методов, основанный на изучении естественных сейсмических явлений, в частности т.н. микросейсмов - слабых колебаний, регистрируемых сейсмодатчиками на поверхности Земли. Они порождаются целым комплексом явлений, как природного характера – удаленные землетрясения, атмосферные явления на поверхности, морской прибой, так и антропогенного – транспорт, промышленные объекты.

В 1989 году Шутовым Г.Я., Арутюновым С.Л., Лошкаревым Г.Л. и др. [5] была обнаружена аномальная шумовая компонента в диапазоне 2-4 Гц в спектре микросейсм над нефтегазовыми месторождениями. При объяснении механизма возникновения эффекта авторы [5] отнесли аномальный компонент на счет спектра источника микросейсм. По мнению авторов, при гармоническом сейсмическом возбуждении, осуществляемом с земной поверхности, нефтегазовая залежь (НГЗ) переходит в состояние детерминированного или «турбулентного хаоса». Регистрируемое при этом на земной поверхности геоакустическое поле НГЗ имеет вид случайного сигнала с максимумом в зоне собственных частот излучаемых залежью.

Гликман А.Г. и Зуйков И.В., исследуют структуру верхней части разреза (до 200 м) в [2] и [4], рассматривают аномальную амплитуду сейсмического сигнала на определенных частотах, как многократное отражение (резонанс) сейсмических волн от зон с ослабленным механическим контактом (ОМК) и дневной поверхностью.

Для выяснения природы такой низкочастотной аномалии микросейсм, рассмотрим объект, представляющий собой совокупность из трех свободно лежащих одна на другой плоскопараллельных бесконечно протяженных структур, материал которых одинаков, и характеризуется значением скорости сдвиговых колебаний $V_{sh} = 2500$ м/с, что близко к значению в осадочных породах верхней части разреза.

При нанесении удара по поверхности такой структуры собственные упругие колебания возникнут во всех трех слоях h_1 , h_2 и h_3 , а также в составных структурах (h_1+h_2) , $(h_1+h_2+h_3)$ и (h_2+h_3) на частотах, соответствующих всем этим мощностям. Сейсмоприемник, установленный на поверхности массива, воспримет собственные колебания лишь тех структур, которых он касается, а именно, h_1 , h_{12} и h_{123} .

Таким образом, авторы первой гипотезы склонны к предположению, что нефтегазовая залежь является источником излучения собственных частот, а внешняя шумовая обстановка лишь усиливает это излучение. Авторы второй гипотезы склоняются к мысли о влиянии фильтрующих свойств геоструктуры, т.е. максимум в низкочастотной области возникает вследствие слабого затухания сейсмических волн на собственной частоте осадочного чехла, образованного многократным отражением (резонансом) сейсмических волн от зон с ослабленным механическим контактом и дневной поверхностью.

В 2002-2004 годах в Татарстане, на ряде нефтяных месторождений, ЗАО НПК «Геотон» [5, 1] были проведены опытно-промышленные работы по уточнению контура нефтеносности путем регистрации и интерпретации спектров микросейсм.

Исследуя полученные сигналы, выяснилось, что спектральная плотность мощности (СПМ) всех записанных сигналов имеет хорошо выраженный аномальный уровень мощности в области 2-4 Гц. Сопоставление полученных данных, с результатами бурения показали, что не во всех скважинах присутствует нефть. Следовательно, наличие явного максимума в низкочастотной области не есть гарантия присутствия нефтяного пласта.

Особенностью геологической структуры Республики Татарстан является наличие близко расположенного (~2000м) фундамента, который является хорошим отражателем упругих колебаний, т.к. его плотность в несколько раз превышает плотность осадочного чехла на границе их соприкосновения. Следовательно, между дневной поверхностью и фундаментом образуются стоячие волны.

Гипотеза резонанса предполагает, что активными источниками излучения являются, как природные явления, так и техногенные процессы, а геосреда играет роль фильтра.

Природные флюиды – нефть, вода, газ, концентрируются в трещиновато-пористых средах, образуя залежи. Залежь является сильной зоной ослабленного механического контакта, что позволяет упругим колебаниям также образовывать стоячие волны.

Таким образом частотная область 2 - 4 Гц, по-видимому, является суперпозицией резонансов: поверхность-залежь, поверхность-фундамент. Корреляционный анализ данных сейсмических наблюдений показал, что данная область спектра сигнала представляет собой совокупность микровсплесков с временем корреляции 1-2 сек., что подтверждает единую природу возникновения максимумов в спектральной плотности мощности при многократном отражении от фундамента и от нефтенасыщенного пласта.

Литература

1. Биряльцев Е.В. и др. Прогнозирование нефтеносности методом низкочастотного сейсмического зондирования на Муслюмовском нефтяном месторождении в пределах Дубравного поднятия // Отчет по договору с ЗАО «Нефтеконсорциум», ЗАО НПК «ГеоТОН». - 2004. - 33 с.
2. Гликман А.Г. Физика и практика спектральной сейсморазведки <http://newgeophys.spb.ru/ru/book/index.shtml>, 02.03.2004.
3. Графов Б.М. и др. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика.–1996.–№5. - С. 24 - 28.
4. Зуйков И.В. Резонансно-акустическое профилирование. <http://www.kcmt.ru/rapusa/Method/Russian/rabout.html>.
5. Шутов Г.Я. и др. О результатах геофизических измерений низкочастотного микросейсмического волнового поля на Дачной площади Республики Татарстан//Отчет по договору с НК «Иделойл», ЗАО НПК «ГЕОТОН» .-2003. - 74 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.З. Сулейманов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Надежность оценки используемых для подсчета запасов углеводородов параметров коллектора по геофизическим данным в большой степени зависит от разработанности петрофизических моделей коллекторов, в том числе полученных в результате сравнительного анализа. В настоящей работе излагаются результаты сравнения петрофизических моделей коллекторов двух месторождений – многопластового Южно-Покамасовского и однопластового Крапивинского.

Крапивинское месторождение размещено в пределах юга Каймысовского свода. Продуктивный горизонт Ю1 приурочен к верхам васюганской свиты (верхняя юра) и сложен полимиктовыми песчаниками с прослями алевролитов, глин и углей. Южно-Покамасовское месторождение локализовано в границах Нижневартовского свода. Кроме горизонта Ю1, который на этом месторождении является наиболее продуктивным, нефтяные залежи располагаются и в нижнемеловых отложениях: ачимовские песчано-алевролитовые пласты в пределах мегионской свиты и песчаники пласта БВ5 в нижней части ванденской свиты. Для всех изученных горизонтов отмечается глинизация и карбонатизация коллекторов. Результаты сравнительного анализа петрофизических параметров коллекторов месторождений приведены в таблице и на рисунках 1-3.

Основные параметры пластов месторождения Южно-Покамасовское взаимосвязаны и закономерно изменяются с глубиной (табл): пластовая температура и минерализация пластовой воды на глубину увеличиваются, а удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовой воды уменьшается. По названным параметрам пласты Ю1 обоих месторождений мало различимы. Однако температура в 95 °С и соответствующие ей ρ_v и минерализация воды у пласта Ю1 Крапивинского месторождения наблюдаются на гораздо меньшей глубине, что собственно и проявилось в высоком температурном градиенте – 3,708 °С на 100м. Можно говорить об индивидуальности температурных режимов сравниваемых месторождений.

Таблица 1

Осредненные значения некоторых параметров исследованных пластов

Месторождение	Пласт	Глубина ВНК, м	Пластовая температура, °С	ρ_v^* Ом·м	Минерализация пластовой воды, кг/м ³	Температурный градиент, °С на 100м
Южно-Покамасовское	БВ5	2266	77	0,1	28,5	3,508
	Ач	2635	85	0,093	29,6	3,32
	Ю1(п)	2732	94	0,068	38	3,404
Крапивинское	Ю1(к)	2562	95	0,065	35	3,708

*Удельное электрическое сопротивление пластовой воды

Сравнение корреляционных связей между фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов обнаруживает различие между отдельными пластами, что можно наблюдать на диаграмме рис. 1.

Линейные зависимости «Кпэф-Кп» для разных пластов имеют различный наклон и отсекают на оси коэффициента открытой пористости разные отрезки. В соответствии с теоретической моделью этой взаимосвязи, коэффициенты пористости различаются между собой из-за наличия физически связанной (остаточной) воды, занимающей часть порового пространства ($K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности), уменьшая тем самым полезную (для углеводородов) емкость коллектора: $K_{пэф} = K_{п}(1 - K_{во})$.

Таким образом, наклон линий регрессии и коэффициент перед Кп в уравнениях (рис. 1) определяется количеством остаточной (физически связанной) воды: чем больше наклон и коэффициент в уравнении перед Кп, тем меньше в поровом пространстве коллектора остаточной воды. Отрезок по оси абсцисс показывает величину неэффективной открытой пористости. Из данных рис. 1 следует, что минимальной остаточной водонасыщенностью обладает пласт БВ, а максимальной – ачимовский (Ач) и Ю1 Крапивинского месторождения.

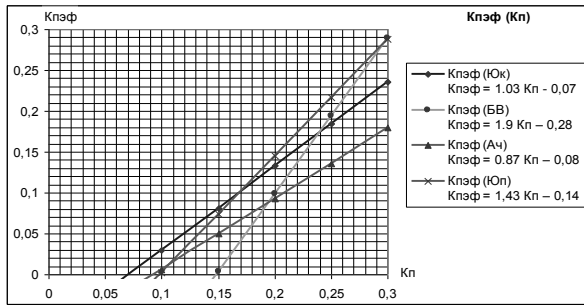


Рис. 1. Зависимости коэффициента эффективной пористости ($K_{пэф}$) и коэффициента открытой пористости ($K_{п}$) коллектора

Следует отметить аномальность пласта БВ – при низкой остаточной водонасыщенности пласт обладает самой большой неэффективной пористостью (15 %). Такое соотношение указывает на то, что неэффективность порового пространства коллектора обусловлена не глинистостью, как это имеет в основном в других исследованных коллекторах, а другими причинами, скорее всего повышенной плотностью минерального скелета и карбонатизацией. Отличается этот пласт и по соотношению коэффициента эффективной пористости и коэффициента проницаемости ($K_{пр}$), что можно видеть по уравнениям регрессии:

$$\begin{aligned} \lg K_{пр} &= 0,06 K_{пэф} - 1,86 && (\text{БВ5}); \\ \lg K_{пр} &= 0,19 K_{пэф} - 1,3 && (\text{Ач}); \\ \lg K_{пр} &= 0,22 K_{пэф} - 1,3 && (\text{Ю1(п)}); \\ \lg K_{пр} &= 0,219 K_{пэф} - 1,235 && (\text{Ю1(к)}). \end{aligned}$$

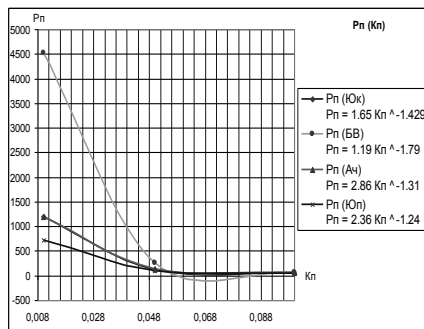


Рис. 2. Зависимости электрического параметра пористости от коэффициента открытой пористости

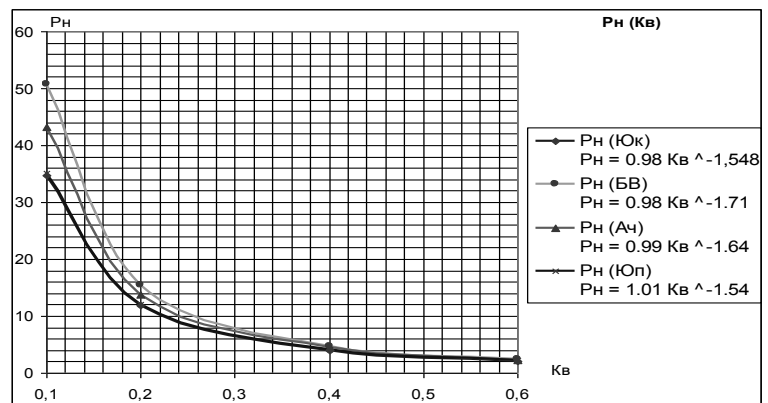


Рис. 3. Зависимости параметра насыщения ($P_{н}$) коэффициента водонасыщенности ($K_{в}$)

Пласт БВ5 отличается весьма слабой зависимостью проницаемости от эффективной пористости, в то время как проницаемость остальных пластов сильно от нее зависит, причем уравнения регрессии для этих пластов практически одинаковы. Таким образом, в пластах, для которых ФЕС коллекторов определяется в основном их глинистостью, учет остаточной водонасыщенности приводит к универсальной, близкой к теоретической, зависимости между проницаемостью и эффективной пористостью.

Особенности пласта БВ проявляется и в петрофизических связях электрических параметров и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Параметр пористости ($P_{п}$), равный отношению УЭС водонасыщенного пласта к УЭС пластовой воды, у пласта БВ5 при низких значениях пористости существенно превышает $P_{п}$ остальных пластов при той же пористости, несмотря на более высокое УЭС пластовой воды (рис. 2).

Причина отличий модели параметра пористости пласта БВ5 от остальных пластов та же – аномально низкая глинистость, и, следовательно, низкие остаточная водонасыщенность и гидрофильность коллектора, приводящие к высоким электрическим сопротивлениям. На зависимости параметра насыщения ($P_{н}$) и коэффициента водонасыщения ($K_{в}$) гидрофобные особенности пласта БВ5 сказываются менее значительно (рис. 3). Поскольку параметр насыщения представляет собой отношение УЭС частично водонасыщенной (нефтенасыщенной) породы к УЭС такой же породы (с такой же пористостью), но со 100 % водонасыщением, то относительный характер параметра насыщения и приводит к тому, что глинистость коллектора, влияя на оба сопротивления, значительно меньше влияет на их отношение, то есть параметр насыщения. Отметим также, что различие в параметре насыщения у анализируемых пластов наблюдается лишь при низкой водонасыщенности ($K_{в} < 0.4$), то есть при значительном коэффициенте нефтенасыщенности ($K_{н} > 0.6$).

Таким образом, сравнительный анализ петрофизических параметров и моделей коллекторов разных месторождений позволил выявить общее и отличное в их петрофизической характеристике, что, с одной стороны, позволяет лучше понять смысл используемых петрофизических параметров и уравнений, и с другой, переносить элементы изученности с одних пластов на схожие по набору петрофизических признаков. Между пластами Ю1 обоих месторождений практически нет значимых различий, кроме пластовой температуры. Близок к ним по петрофизической характеристике пласт Ач. Причина аномальности пласта БВ в отношении связей эффективной пористости с

проницаемостью и открытой пористостью требует специального изучения. Неверная идентификация таких пластов может привести к серьезным ошибкам в оценке запасов углеводородов по геофизическим данным.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕВАРТОВСКОГО И СУРГУТСКОГО СВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕГИОНАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ МНПР 1.

В.В. Тверитина

Научный руководитель профессор В.А. Конторович
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Настоящая работа посвящена построению сейсмогеологической модели и изучению этапов формирования Нижневартовского и Сургутского сводов.

В качестве основы для проведения исследований выступал временной разрез по региональному сейсмическому профилю МНПР 1, протяженностью 403,725 км, проходящий от Тундринской мегавпадины, осложняющей Мансийскую синеклизу на западе до Айтульского мезовала, расположенного в пределах Варьеганско-Тагринского мегавыступа на востоке. В центральной части профиль пересекает Сургутский и Нижневартовский своды.

Район исследования расположен на территории Тюменской области и охватывает территории Сургутского и Вартовского нефтегазоносных районов (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), а также Приобский НГР Фроловской НГО и Варьеганский НГР Надым-Пурской НГО. Наиболее крупными зонами нефтенакопления в пределах исследуемой территории являются Сургутский и Нижневартовский своды, нефтегазоносность которых в основном связана с неокомскими отложениями.

В тектоническом отношении Сургутский свод представляет собой положительный тектонический элемент I порядка, расположенный в северо-западной части Хантейской гемиянтеклизы. Структура вытянута в северо-северо-восточном направлении, ее размеры составляют 200x150 км, площадь - 15100 км² и амплитуда - 240 м.

Нижневартовский свод, осложняющий восточную часть Хантейской гемиянтеклизы, расположен гипсометрически на 220 м выше Сургутского свода, и контролируется изогипсой -2520 м. Свод представляет собой замкнутый положительный тектонический элемент I порядка, площадь которого составляет 12570 км², амплитуда - 250 м. В пределах Нижневартовского свода выделено 5 структур третьего порядка, из которых 4 - положительные и 1 - отрицательная.

Самое крупное нефтяное месторождение в Западной Сибири - Самотлор - расположено к северу - северо-западу от г. Нижневартовск, в правобережной части Оби. Месторождение приурочено к Самотлорскому, Мартовскому, Белозерному, Мыхлайскому, Малосам от лоре кому и Шуйскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1963-1964 гг. в южной части Тарховского вала Нижневартовского свода. Основные скопления нефти сконцентрированы в песчаных пластах группы АС, залегающих под региональным флюидоупором - кошайской пачкой, к которой приурочен отражающий горизонт М (П1), и в шельфовых неокомских песчаных пластах группы БС мегиионской свиты. В качестве зонального флюидоупора для последних выступает глинистая пачка, перекрывающая песчаные пласты, на которой формируется отражающий горизонт ММ.

В процессе проведенных исследований было осуществлено построение сейсмогеологического разреза и серии палеоразрезов, выровненных по следующим основным отражающим горизонтам:

Pa - подошва баженовской свиты; верхняя юра; волжский ярус;

Ш(М)- кошайская пачка альмской свиты, нижний мел, апт;

IV(Г) - кровля кузнецовской свиты, верхний мел, турон;

V(С) - кровля талицкой свиты, палеоген, ранний палеоцен.

Характерной особенностью этих отложений является то, что они представлены выдержанными по толщине глинистыми пачками, сформировавшимися в эпохи трансгрессий и получившими распространение на обширных территориях. Именно к этим геологическим реперам приурочены наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты.

Наличие в разрезе осадочного чехла мегарегиональных флюидоупоров, к которым приурочены энергетически выраженные отражающие горизонты, позволяет разделить его на четыре осадочных сейсмогеологических мегакомплекса: юрский, неокомский, апт-туронский и коньяк-кайнозойский.

Юрский мегакомплекс. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с юрскими отложениями связаны многочисленные месторождения нефти и газа. Полный разрез юрского мегакомплекса представлен отложениями урманской, тогурской, салатской, тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит (Шурыгин и др., 1996, 1999). На временных сейсмических разрезах мегакомплекс ограничен отражающим горизонтом Ф² в подошве и Пⁱⁱ в кровле.

Отражающий горизонт Pa на большей части территории провинции связан с отложениями баженовской свиты. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности толщины свиты на значительных территориях и ее широкому распространению, этот сейсмогеологический репер является наиболее надежным в Западной Сибири.

Неокомский комплекс в Широком Приобье включает отложения сортымской, усть-балыкской и сангапайской свит на западе и мегиионской и ванденской на востоке. Как было отмечено ранее, с отложениями неокомского мегакомплекса связаны основные запасы нефти на территории Западной Сибири. На временных сейсмических разрезах основание комплекса контролируется отражающим горизонтом Pa, кровля - горизонтом Ш.

Отражающий горизонт Ш, приуроченный к кошайской пачке альмской свиты, является наименее устойчивым среди постюрских реперных горизонтов.

Апт-туронский осадочный мегакомплекс представлен отложениями покурской, кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит. С отложениями апт-альб-сеномана связаны основные запасы и ресурсы газа в северных районах Западной Сибири. Региональным флюидоупором для этих залежей является пачка аргиллитов кузнецовской свиты, на которой формируется отражающий горизонт IV, являющейся кровлей сейсмокомплекса. Наряду с горизонтом IG, это горизонт является наиболее надежными сейсмо* еологическим репером в мезозойско-кайнозойских отложениях.

Коньяк-кайнозойский осадочный мегакомплекс особого интереса в отношении нефтегазонаосное™ не представляет. В то же время геолого-тектонические процессы, происходившие во время формирования этих отложений, в значительной мере предопределили архитектуру юрских и меловых отложений в исследуемом регионе и оказали значительное влияние на нефтегазонаосность бассейна.

Подосновой сейсмокомплекса является отражающий горизонт IV, кровлей - дневная поверхность. Глинистой пачкой талицкой свиты, к которой приурочен отражающий горизонт - V (палеоген, ранний палеоцен), коньяк-кайнозойский мегакомплекс разделен на два комплекса: коньяк-раннепалеоценовый и поздний палеоцен-четвертичный [Конторович В.А. *Тектоника и нефтегазонаосность...*, 2002].

В процессе Ефоведенных исследований с использованием интерпретационного пакета GeoSeism, разработанного в ИГНГ СО РАН, была осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов, построен сейсмогеологический разрез, характеризующий современное строение рассматриваемой территории, и серия палеоразрззов, позволяющих восстановить историю ее развития в мезозойско-кайнозойское время и выделить основные этапы формирования наиболее крупных тектонических структур - Сургутского и Нижневартовского сводов.

Анализ сейсмического разреза показал, что в современных структурных планах мезозоско-кайнозойских отражающих горизонтов имеет место ступенчатое погружение наиболее крупных положительных тектонических элементов с востока на запад. На региональном профиле Айткульский мезовал расположен существенно выше Нижневартовского свода, который в свою очередь возвышается над Сургутским сводом. Учитывая, что толщины юрских и меловых отложений, сформировавшихся в пределах Нижневартовского и Сургутского сводов практически идентичны, можно сделать вывод о том, что региональное по]ружения восточных районов рассматриваемой территории относительно западной происходило в кайнозойское время. Расположенный в восточной части профиля Айткульский мезовал имеет ярко выраженную инверсионную природу. В пределах этого объекта сформировались отложения юры и мела, мощность которых существенно превышает толщины этих комплексов в пределах Нижневартовского и Сургутского сводов. В то же время толщина кайнозойских отложений над этим объектом значительно сокращена, а сам Айткульский вал занимает в настоящее время наиболее высокое гипсометрическое положение в рельефе юры и мела.

Для территорий, на которых получили развитие залежи углеводородов в неокомском и апт-альб-сеноманском комплексах, характерно наличие молодых разрывных нарушений, секущих юрскую и меловую толщи пород. На временных сейсмических разрезах, характеризующих геологическое строение Самотлорской площади, молодые разрывные нарушения отчетливо проявляются в виде смещения осей синфазности отражающих горизонтов и падения амплитудных характеристик сейсмической записи. В еще более ярком виде молодые разломы проявились на востоке профиля в районе Айткульского вала. На Сургутском своде молодые тектонические процессы проявились менее активно. В то же время в центральной части структуры фиксируется зона, осложненная большим количеством разломов, проникающих в нижний мел. Вероятно, можно предположить, что именно берриас-аптский этап развития явился определяющим для формирования современного облика этого тектонического элемента. Аналогичное время формирования имеет, видимо, и расположенная к юго-востоку от Сургутского свода Юганская мегавпадина.

В отличие от рассмотренных тектонических элементов расположенный в западной части профиля Нижневартовский свод в докайнозойское время в структурных планах юры и мела представлял собой серию локальных структур, необъединенных в единый тектонический элемент. Формирование этой замкнутой положительной структуры I порядка и образование единой крупной ловушки для залежей углеводородов в неокомских отложениях произошло в кайнозое.

ЭКЗОГЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ АНОМАЛИЙ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ОСТРОВА ПОПОВА (ЗАЛИВ ПЕТРА ВЕЛИКОГО ЯПОНСКОГО МОРЯ)

И.А. Ходакова¹, М.А. Коптев¹

Научные руководители научный сотрудник Е.А. Бессонова², доцент А.А. Гаврилов²

¹Дальневосточный государственный технический университет, ²Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток, Россия

Морфология, интенсивность и природа магнитных аномалий острова Попова различна и определяется, прежде всего, происхождением, особенностями распределения и концентрацией минералов магнетитового ряда. Геологическая природа магнитных аномалий острова, связанных с коренными породами рассмотрена в работе [1]. В настоящей работе рассмотрены источники аномального магнитного поля, связанные с экзогенными процессами.

Использованы два коррелируемых параметра: магнитная восприимчивость, определяющаяся статистической мерой содержания в породах ферромагнитных минералов титаномagnetитового ряда и количество магнитной фракции в шлихах. Измерения магнитной восприимчивости горных пород проведены на образцах и обнажениях. Шлиховое опробование проведено по побережью острова, в русловых частях рек и по распадкам.

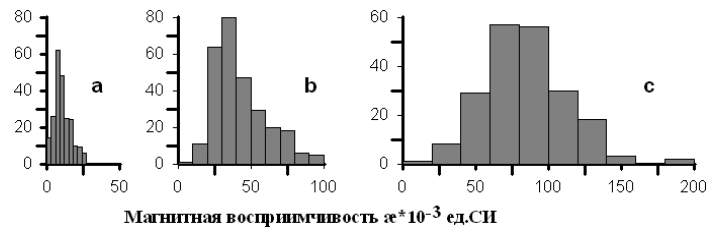


Рис. 1. Распределение значений магнитной восприимчивости для различных типов габбро: а- лейкократовые разности, б-меланократовые, с- микрогаббро с включениями жильного магнетита [1]

нцированы по магнитным свойствам. Кварцевые габбро относительно невысокими содержаниями пироксенов и амфиболов при отсутствии магматического магнетита имеют магнитную восприимчивость $0,34-32,4 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ, а долеритовые порфириды и габбро-диориты, обогащенные магматическим магнетитом, $\chi = 17 - 95,4 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ. В целом, магнитная восприимчивость долеритовых порфиритов, отличающихся тонкой и афанитовой структурой, как правило, на порядок и более превышает значения этого параметра для кварцевых габбро. В ряде случаев положительные аномалии магнитного поля связаны с зонами развития гидротермального жильного магнетита, который установлен на участках развития скарнов. Максимальная мощность жил содержащих гидротермальный магнетит составляет первые десятки сантиметров. Содержание другого магнитного минерала-пирротина в гидротермалитах составляет десятые доли процента [1]. Характер распределения магнитной восприимчивости габбро на гистограммах соответствует нормальному, за исключением гидротермально измененного габбро, с характерной отдельно стоящей модой включений жильного магнетита (рис. 1).

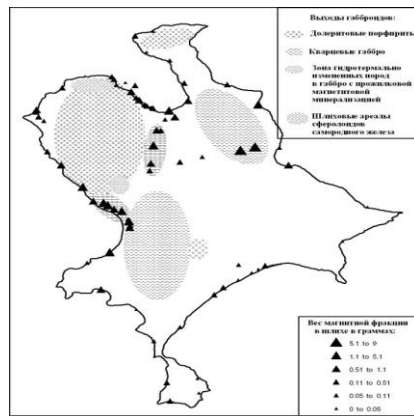


Рис. 2. Распределение магнитной фракции по результатам шлихового опробования

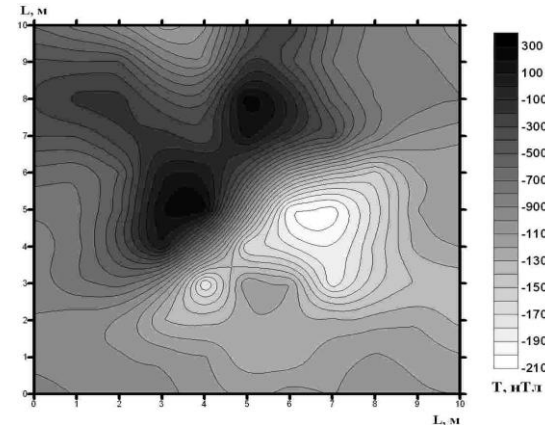


Рис. 3. Локальная аномалия магнитного поля

Магнитные минералы в шлихах представлены, в основном, магнетитом. В ряде шлихов около 30 % магнитной фракции представлено сферолоидами самородного железа (рис. 2). Концентрация магнитных минералов в шлихах, отобранных на побережье и в долинах рек, связана с выносом магнитных минералов из коренных пород и определяется количеством магнитных минералов в поверхностных частях габброидов. Вытянутая локальная аномалия магнитного поля в северо-западной части острова с амплитудой 310 нТл располагается в нижней части распадка, где в шлихах отмечены достаточно высокие концентрации магнитных минералов. Источник аномального поля располагается в подповерхностном слое (до 50 м) и, вероятно, имеет экзогенное происхождение, связанное с выносом магнитных минералов из долеритовых порфиритов, обнажающихся на водоразделе. Аналогичную природу имеет локальная аномалия магнитного поля (амплитуда 520 нТл) на северо-

Магнитные минералы в шлихах представлены, в основном, магнетитом. В ряде шлихов около 30 % магнитной фракции представлено сферолоидами самородного железа (рис. 2).

Концентрация магнитных минералов в шлихах, отобранных на побережье и в долинах рек, связана с выносом магнитных минералов из коренных пород и определяется количеством магнитных минералов в поверхностных частях габброидов. Вытянутая локальная аномалия магнитного поля в северо-западной части острова с амплитудой 310 нТл располагается в нижней части распадка, где в шлихах отмечены достаточно высокие концентрации магнитных минералов. Источник аномального поля располагается в подповерхностном слое (до 50 м) и, вероятно, имеет экзогенное происхождение, связанное с выносом магнитных минералов из долеритовых порфиритов, обнажающихся на водоразделе. Аналогичную природу имеет локальная аномалия магнитного поля (амплитуда 520 нТл) на северо-

Н
аиболее
магнитн
ыми
породам
и
являются
габброид
ы,
которые
резко
диффере

восточном побережье острова. Магнитным минералом в отобранном на этом участке шликсе является магнетит, количество которого достаточно высоко. Максимальные концентрации самородного железа в шлихах отмечены в центре западного побережья острова и связаны с выносом магнитных минералов в зоне контакта долеритовых порфиритов и кварцевых габбро.

Наиболее интересна локальная аномалия магнитного поля в центре западной части острова. Она представляет собой диполь с амплитудами от 300 нТл до -2100 нТл (рис. 3). Градиент магнитного поля до 1900 нТл/м. Высокий градиент поля свидетельствует о неглубоком залегании объекта, размеры аномалий ΔT таковы, что глубина залегания намагниченных пород может быть оценена в 1-2 м, с учетом данных ВЭЗ.

Шурфами на глубине 0,5 ÷ 1 м были вскрыты долеритовые порфириты с высокими значениями магнитной восприимчивости ($\chi = 11 \div 12 \cdot 10^{-2}$ ед. СИ). Вес магнитной фракции в шлихах, отобранных ниже по распадку максимальный для исследуемой территории.

Очевидно, аномалия обусловлена наличием расположенных на глубине обогащенных магнетитом обломков габбро в делювии и коре выветривания. Ниже располагается слой представленный, вероятно, относительно слабо магнитными магматическими породами.

Выводы: в результате проведенных работ установлены два типа экзогенных источников аномального магнитного поля острова Попова. Первый определяется высокими концентрациями магнитных минералов в аллювиальных отложениях распадков и характеризуется невысокими амплитудами аномального магнитного поля. Второй связан с делювиальными склоновыми отложениями, в которых обнаружены обломки кварцевых габбро с высоким содержанием магнитных минералов. Второй тип локальных аномалий характеризуется значительным разбросом амплитуды аномального магнитного поля до 2400 нТл.

Литература

1. Бессонова Е.А., Гаврилов А.А. Геологическая интерпретация аномального магнитного поля о.Попова (залив Петра Великого, северо-западная часть Японского моря) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 33-й сессии международного семинара им. Д.Г. Успенского, Екатеринбург, 30 января - 3 февраля 2006 г. - Екатеринбург: Институт геофизики УрО РАН, 2006. С. 38 - 43.

К ВОПРОСУ УЧЕТА СКОРОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

А.С. Худякова

Научный руководитель ассистент О.А. Разина
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

подавляющее большинство месторождений углеводородов на территории Российской Федерации связано с терригенными отложениями, а в них – с песчаными телами, обладающими достаточно хорошими коллекторскими свойствами [1]. Поиск именно песчаных тел является одной из самых актуальных задач современной нефтяной геологии. В настоящее время сейсмическая разведка является доминирующим геофизическим методом, используемым при поисковых и разведочных работах на нефть и газ. Применяемые современные методы и методики интерпретации сейсмических материалов, такие, как инверсионные преобразования, многокомпонентная сейсморазведка, сейсмомониторинг позволяют успешно осуществлять детальный прогноз свойств геологического разреза. Вместе с тем, использование таких традиционных и быстрых в применении методик, как анализ амплитуд и особенно толщин позволяют при их комплексном использовании уже на ранней стадии изученности района выделить наиболее перспективные участки с точки зрения наличия песчаных тел в терригенном разрезе, получить предварительные представления об их генезисе и свойствах.

Палеотектонический анализ, являясь одним из традиционных инструментов прогноза наличия и формы песчаных тел, опирается на возможно более точные построения карт толщин относительно небольших геологических тел, сформированных в рамках одного цикла осадконакопления без перерывов в осадконакоплении и внутренних размывов [2, 3]. Карты толщин, в свою очередь, опираются на возможно более точные структурные построения как опорных отражающих границ, так и границ менее надежно прослеживаемых в силу своих динамических характеристик, степени выдержанности и надежности стратиграфической привязки. Поэтому повышение точности структурных карт – важная задача сейсморазведки.

Попытка повышения точности структурных построений была предпринята в рамках палеогеоморфологического анализа территории в юго-восточной части Нюрольской впадины. Этот участок достаточно хорошо изучен как сейсморазведочными работами, так и глубоким бурением. Участок характеризуется достаточно сложным геологическим строением, в его пределах, прежде всего в толще пород тюменской свиты, возможно открытие новых месторождений нефти и газа в сложнопостроенных ловушках. Для задач повышения точности структурных построений было важно, чтобы в районе исследований было выполнено достаточное количество сейсмокаротажных работ – 19.

Одним из целевых интервалов изучения явился интервал песчаного пласта Ю₃. Интервал ограничен двумя реперными поверхностями, картируемыми по сейсмическим данным – горизонтами Па и Ib, стратиграфически привязываемыми к подошве баженовской свиты и верхней части тюменской свиты. Структурные построения по основному отражающему горизонту в Западной Сибири – подошве баженовской свиты, как правило, выполняются на достаточно высоком уровне [4]. Поэтому основной задачей явилось повышение точности структурных построений по расположенному ниже горизонту Ib.

Исходным материалом для этого являются карты изохрон по этим горизонтам, или t_0 , а также полученная на их основе карта Δt_0 . Использование для всей территории одного структурного закона при пересчете наблюдаемых времен отражений в глубины приводит к существенным ошибкам в структурных построениях. Это связано с закономерным увеличением пластовой скорости при увеличении глубины залегания отложений изучаемого интервала, изменением скоростных характеристик среды в плане и особенностями, вносимыми типичным литологическим строением и

толщинами отдельных свит. Ошибка, связанная с последними, наиболее существенно при использовании одного скоростного закона на площади, и снижается при использовании карты скоростей, построенной на основе нескольких сейсмокаротажей. Однако последняя недостаточно учитывает зависимость скорости от глубины, т.к. большинство скважин расположено на локальных поднятиях, а депрессионные зоны охарактеризованы в отношении скоростейкратно беднее. При этом страдает детальность, т.к. сейсмокаротажных данных, как правило, несколько точек наблюдения на площадь.

Предлагаемый нами выход – нахождение многомерной регрессионной зависимости средних скоростей интервала между горизонтами Па и Ib от глубины залегания его кровли (подшвы баженовской свиты) и координат X и Y информационной точки. Такой подход позволяет в полной мере учесть все перечисленные выше факторы влияния.

При использовании имеющихся на изучаемой территории 19 скважин с сейсмокаротажем получена формула линейной регрессионной зависимости средней интервальной скорости продольных волн в отложениях васюганской от глубины залегания подошвы баженовской свиты (рис. 1):

$$V_{\text{инт.ср.}} = 0,2477H + 3002,9.$$



Рис. 1. График зависимости между средней скоростью продольных волн в васюганской свите от глубины залегания подошвы баженовской свиты

Не очень надежный вид зависимости, на наш взгляд, связан с низкой детальностью сейсмокаротажных исследований – шаг по стволу скважины 50 м, что не позволяет выйти на точное положение изучаемого интервала от подошвы баженовской свиты до кровельной части тюменской. Современные требования к проведению сейсмокаротажа и ВСП, с шагом наблюдения вдоль ствола скважины 10 м, а в целевом интервале в отдельных случаях, до 5 м, позволили бы повысить точность регрессионного описания взаимной зависимости этих двух параметров.

На основе полученной зависимости и имеющейся структурной карты по подошве баженовской свиты рассчитана карта средней интервальной скорости распространения продольных в васюганской свите (рис. 2). В свою очередь, на основе последней и карты Δt_0 построена карта ΔH изучаемого интервала. Опираясь на структурную карту по подошве баженовской свиты, имеющей достаточно высокую точность, путем сложения ее с картой ΔH , получаем структурную карту по нижней границе изучаемого интервала, которая претендует на более высокую точность, нежели мы получаем при выполнении структурных построений традиционным способом.

Таким образом, нами предложен и апробирован подход к выполнению структурных построений, позволяющий избежать влияние литологии соседних интервалов на скоростные характеристики сейсмокаротажных данных и учесть изменение интервальных скоростей исследуемого интервала в зависимости от глубины залегания. На основе предложенного подхода получена структурная карта по кровле углистой пачки $У_3$, которая была использована при дальнейших палеотектонических исследованиях.

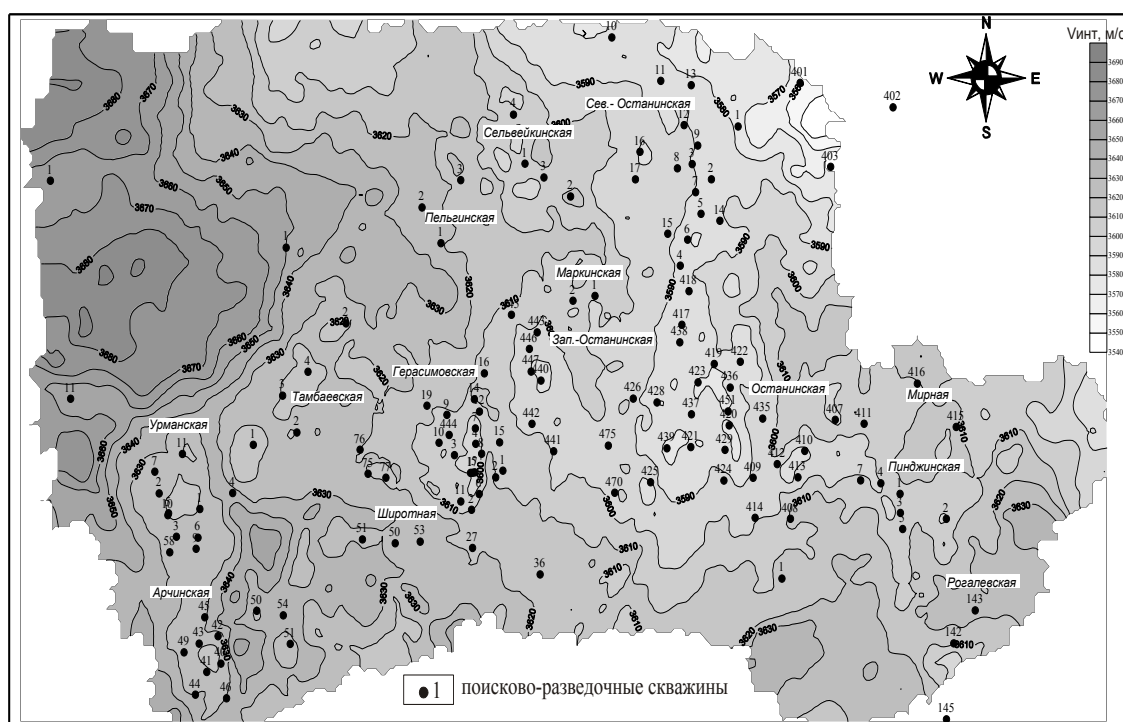


Рис. 2. Карта средних интервальных скоростей продольных волн в васюганской свите, построенная с учетом глубины залегания ее кровли

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. – М.: Геоинформмарк, 2004.
2. Ежова А.В., Разина О.А., Разин А.В. Комплексный подход к реконструкции палеоландшафтов с целью прогноза развития песчаных тел. // «30 лет на службе Томской геологии». Сборник научных трудов, Томское отделение СНИИГиМС // Новосибирск, 2002, с. 97-100.
3. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии. - Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 557 с.
4. Урупов А.К., Левин А.Н. Определение и интерпретация скоростей в методе отраженных волн. - М.: Недра, 1985.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ ВЛИЯЮЩИХ НА ИЗМЕНЧИВОСТЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА УГЛЕЙ НЕРЮНГРИНСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Л. Шумилова

Научный руководитель профессор Н.Н. Гриб

Технический Институт, филиал Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова, г. Нерюнгри, Россия

Качественные показатели углей сформировались в результате воздействия двух групп факторов - первичных (генетических) и вторичных (эпигенетических). К первичным факторам следует отнести следующие: интенсивность тектонических движений, исходный органический материал, условия накопления органической и минеральной массы обусловленные палеорельефом, гидрогеологической обстановкой и палеоклиматическими условиями, химический состав среды, вещественный состав подстилающих и перекрывающих пород, а так же другие факторы. Совокупность этих факторов можно определить как фациальные условия осадконакопления. К вторичным относятся постдиагенетические факторы - температура и давление на глубине максимального погружения, а так же и геологическое время. На результаты совместного воздействия этих двух групп факторов накладывается влияние регрессивно-эпигенетических процессов (послеинверсионная тектоника, гидродинамический режим, геотемпературный режим, климатические условия и др.), наиболее ярко проявляющиеся в зонах нарушения и гипергенеза. Таким образом, совместное воздействие перечисленных факторов формирует угольный пласт, его характеристики, выражающиеся через морфологию, петрографический состав, восстановленность, степень метаморфизма, окисленность, нарушенность, показатели качества и физические свойства [3]. Одним из способов выбора эффективных прогнозирующих факторов является оценка их влияния путем поочередного нормирования основных системообразующих связей. В качестве наблюдаемых элементов системы, отражающих генетические факторы, можно принять: литотипы в кровле и почве угольного пласта; мощность угольного пласта; зольность угольного пласта. Литотипы в кровле и почве определяют герметичность, а следовательно энерго- и массообмен в системе уголь-вмещающие породы. Мощность и зольность пласта отражают фациальные условия углеобразования. На рис. 1 показано, как связаны значения выхода летучих веществ (V^{daf}) с литологией пород в кровле исследуемого слоя.

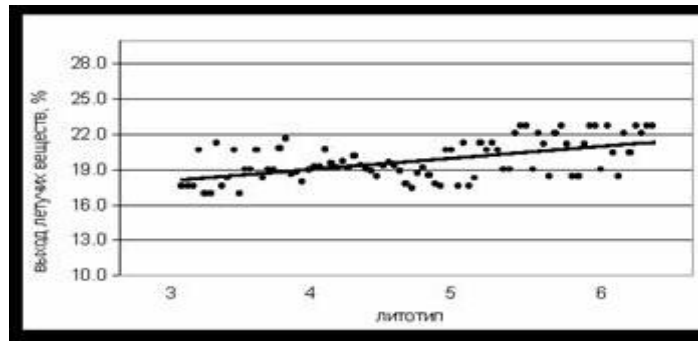


Рис. 1. Связь значений выхода летучих веществ с литологией в кровле

Анализ факторов регионального метаморфизма выполнялся путем рассмотрения изменения показателей качества углей с абсолютной глубиной залегания пласта. Достаточно четко связь с абсолютной глубиной прослеживается для выхода летучих веществ (V^{daf}) (рис. 2).

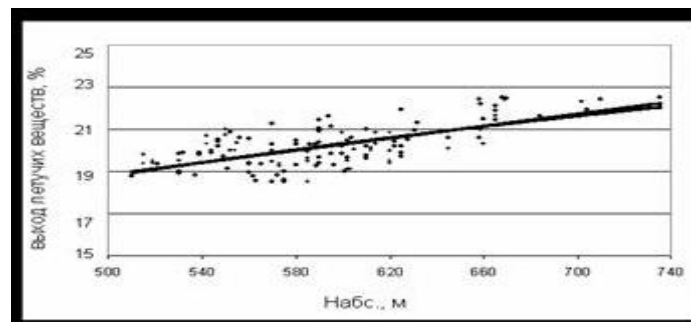


Рис. 2. Связь значений выхода летучих веществ с абсолютной глубиной

Был выполнен расчет многомерного уравнения регрессии для зависимости V^{daf} от перечисленных элементов [1].

$$V^{daf} = 0.101N_{abc} - 0.00466H_{yc} - 1.122L_k - 0.438L_{тл} - 0.597A^d - 37.209$$

Однако полученная связь характеризуется низким значением коэффициента множественной корреляции ($R = 0,479$), что делает проблематичным корреляционный подход к решению задачи прогнозирования показателей качества углей.

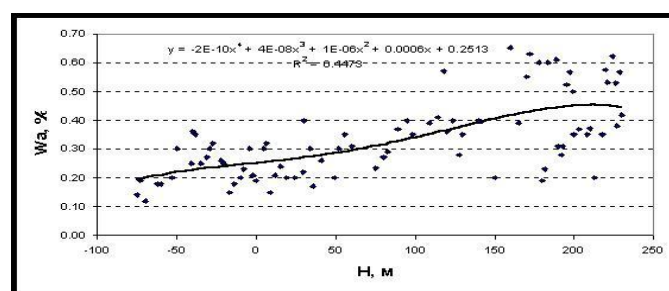


Рис. 3. Зависимость значений влаги аналитической от границы мерзлоты

Следует отметить, что из расчета модели исключен весьма существенный фактор - постинверсионный, оказывающий достаточно существенное влияние на значения показателей качества в т.ч. его элемент - зона многолетнемерзлых пород. При этом из рассмотрения исключались зоны, прилегающие к уровню распространения многолетнемерзлых пород (критерий выбраковки - интервалы глубин ниже 50 м от уровня жидкости в скважине). На рис. 3 представлен график изменения значений влажности углей (W_a) в зависимости от расположения изучаемого слоя от границы мерзлоты. Её нижней границе соответствует значение 0. Глубины ниже границы обозначены положительными числами, выше - отрицательными [2].

Таким образом, на основании выполненных исследований получены следующие выводы: показатели качества углей сформировались в результате воздействия двух групп факторов - первичных (генетических) и вторичных (эпигенетических); совместное воздействие этих двух групп факторов определяет характеристики угольного пласта, выражающиеся через морфологию, петрографический состав, восстановленность, степень метаморфизма, окисленность, нарушенность, показатели качества и физические свойства; к геологическим факторам, в большей степени влияющим

на достоверность оценки показателей качества углей, относятся: абсолютная отметка залегания слоя, глубина от устья скважины, зольность исследуемого слоя, литология непосредственной почвы, литология непосредственной кровли. Перечисленные группы факторов в большой степени влияют на изменчивость показателей качества углей.

Литература

1. Андронов А.М., Копытов Е.А., Гринглаз Л.Я. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебник для вузов. – СПб.: Питер, 2004. – 461 с.
2. Гриб Н.Н., Самохин А.В., Черников А.Г. Методологические основы системного исследования массива горных пород. Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2000. - 104 с.
3. Косыгин Ю.А., Соловьев В.А. Статические динамические и ретроспективные системы в геологических исследованиях. – Изв. АН СССР. Сер. геол., № 6, 1969, С. 9-18.