

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ

УДК 550.834

В.Н. УСТИНОВА, В.Г. УСТИНОВ, И.В. ДАНИЛОВ, А.А. ГОРКАЛЬЦЕВ, А.И. ФИЛИМОНОВА

**СЕЙСМОМОРФОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ПРОГНОЗЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ПЕРВОМАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ**

Предоставлены уникальные материалы для интерпретации — структурные сейсмические поверхности, которые есть форма, форма, в которой проявляются история формирования поднятия, условия образования продуктивных коллекторов в нефтегазоносных разрезах и вмещающих фаций. Геоморфологическая интерпретация структурной поверхности — это источник информации о тектонических нарушениях, фациальном составе отложений, геодинамических характеристиках напряженно-деформированного состояния вещества.

Геофизические методы эффективно используются при изучении нефтегазоносных бассейнов. Повышение детальности исследований ставит новые задачи более точного геолого-геофизического моделирования нефтегазоносных разрезов, изучения условий образования нефтегазоносных отложений.

Залежи углеводородов достаточно контрастно проявляются в геофизических полях. Наличие аномалий, связанных с залежами углеводородов, в величинах сейсмической скорости, энергии сейсмических сигналов позволяет разрабатывать способы (чаще вероятностно-статистические) оценки параметров мощности, пористости, проницаемости коллекторов. Повышение качества структурных построений, в том числе с использованием 3D и 4D сейсморазведки, предоставляет новые возможности для анализа морфологических особенностей отражающих поверхностей нефтегазоносных разрезов. Классификация структурных поверхностей с выделением двух (линейно-вытянутые и изометричные) либо принятых для нефтяной геологии пяти основных типов структур [10] несколько стесняет исследователя. При анализе формы отражающей поверхности и изучении связи нефтегазоносности с морфологическими параметрами сегментов структур возникает необходимость не только использовать более сложные классификации [7, 13], но и исследовать возрастную и латеральную изменчивость структурных форм [16], характер отражения в морфоформах законов симметрии и иерархической вложенности вещества земной коры [12]. Упругие колебания поверхности Земли осуществляются непрерывно [18]. В условиях симметричного расположения блоков земной коры, согласованных иерархически размерностей блоков

упругие колебания оболочек Земли генерируют упругие стоячие волны, которые в каждую фазу цикла осадконакопления (в соответствии с неизменными эмерсией, первой и второй трансгрессиями, инундацией, дифференциацией и регрессией [3]) формируют устойчивые формы рельефа. Морфоповерхности представляют собой некоторое поле упругих деформаций — стоячую волну [8], по фронту которой в соответствии с законами суммирования упругих волн распространяется упругое колебание, осложняющее рельеф поверхности системами трещин с разной интенсивностью интервально-возрастной раскрытости. Изучение морфотипов палеоповерхностей, характера тектонической трещиноватости, роли систем трещин в форме структуры и особенностях формирования коллекторов, пустотного пространства коллектора — это еще одна важная задача современного этапа геологического истолкования данных сейсморазведки.

Морфоповерхности являются главным результатом интерпретации данных сейсморазведки. По справедливому замечанию А.Н. Ласточкина [6], рельеф — связующее звено между веществом, структурой и процессами. Рельеф палеоповерхностей открывает путь к изучению палеообстановок формирования осадочных комплексов, прогнозированию типа фаций [10]. По результатам исследований авторов наиболее информативны при палеорекострукциях условий осадконакопления структурные карты, энергии отражений, карты структурных и скоростных градиентов. Тип формационного комплекса в свою очередь прогнозируется не только по облику (рисунку) его проявления в рельефе поверхности либо энергетических параметрах, а по результатам геодинамических реконструкций интенсивности роста структуры и распределения

полей тектонических напряжений. Залежи углеводородов, как правило, тяготеют к участкам наиболее интенсивного роста структуры (сопровождаются в плане наличием максимальных градиентов поверхности, вогнутым обликом склона в направлении обрамляющей наиболее глубокой впадины). Основная тенденция склоновой приуроченности залежей — распределение их преимущественно на участках г-образного сочленения — «высокоградиентного» склона с прилегающей к нему пологоволнистой поверхностью террасы, где, как правило, картируется повышенная мощность песчаной фации. Структурно-геометрическая особенность, которая устанавливается в пространственном распределении песчаных отложений и соответственно залежей углеводородов, — трехзональность, распределение песчаных отложений по фронту трехзональной стоячей волны вертикально-горизонтальных напряжений поверхности, возникающих, вероятно, вследствие интерференции упругих волн притяжения (в различных гравитирующих системах) и инерционных движений масс. Трехзональность процесса тектонической активизации по фронту стоячей волны восстанавливается и в возрастном пространственно-зональном дополнении палеозойских и юрских залежей исследованной территории — Нюрольской впадины Западно-Сибирской плиты.

Особенность зональной приуроченности залежей углеводородов, достаточно контрастно иллюстрируемая ступенчато-изоклинальной моделью поверхности, в том, что залежи углеводородов, хотя и связаны на поднятиях с максимальными величинами локальных градиентов поверхности, расположены (ассоциируют) на участках поверхности с низкими значениями кривизны. На важность и необходимость анализа кривизны поверхностей указывает А.Н. Ласточкин [6]. Кривизна используется при интерпретации гравитационного поля, однако может быть информативна при интерпретации, изучении приращений поверхности, их латеральной изменчивости. Скопления залежей углеводородов тяготеют к террасовидным осложнениям склонов поднятий, которые характеризуются понижением значений кривизны и благоприятны для накопления склоновых терригенных фаций широкого спектра.

Детальные структурные карты на Первомайском месторождении нефти построены по результатам работ 1994 г. (Г.В. Пушкарский, Э.Б. Степанова) (рис. 1–3). Для построения структурных карт были использованы материалы сейсморазведки и данные бурения, в результате получено несколько изображений структурной поверхности Π_a . Аксонометрическое изображение палеопервомайской поверхности верхнеюрских отложений Первомайской группы месторождений (рис. 1) достаточно рельефно отражает основные поднятия, группирующиеся в узкую линейную зону северо-западного простирания. В пределах месторождения продуктивные участки приурочены преимущественно к наиболее высоким отметкам рельефа палеопервомайской поверхности (рис. 1).

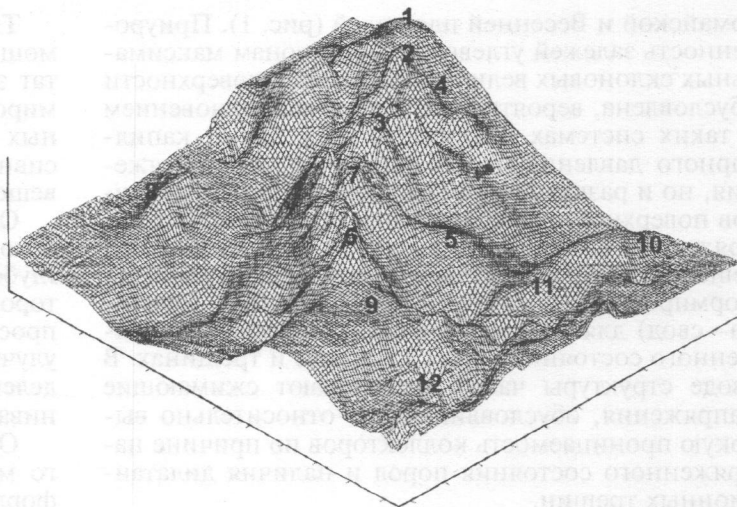


Рис. 1. Аксонометрическая модель отражающего горизонта Π_a Первомайского месторождения нефти: 1 — Верхне-Весеннее, 2 — Средне-Весеннее, 3 — Весеннее, 4 — Восточно-Весеннее, 5 — Мало-Весеннее, 6 — Восточно-Первомайский перегиб, 7 — Северо-Первомайское, 8 — Западно-Весеннее, 9 — Первомайское, 10 — Онтонигайское, 11 — Западно-Онтонигайское, 12 — Западно-Катыльгинское локальные поднятия; в единице горизонтального масштаба 1 км, вертикального 100 м

При поисково-разведочном бурении относительно высокие дебиты углеводородов на месторождении составили 50–70 т/с (в скважинах, расположенных в пределах Средне-Весеннего, Весеннего и Северо-Первомайского локальных поднятий (рис. 2)). Поднятия имеют максимальные превышения рельефа анализируемой палеопервомайской поверхности. Особенность морфологического строения этих поднятий — сложно изрезанный характер их вершин, трехзональность в сочетании локальных осложненных поднятий с максимальной амплитудой поднятия в одном из звеньев трехзонального сочетания структурных элементов. Трехзональность явно прослеживается в купольных частях Северо-Пер-

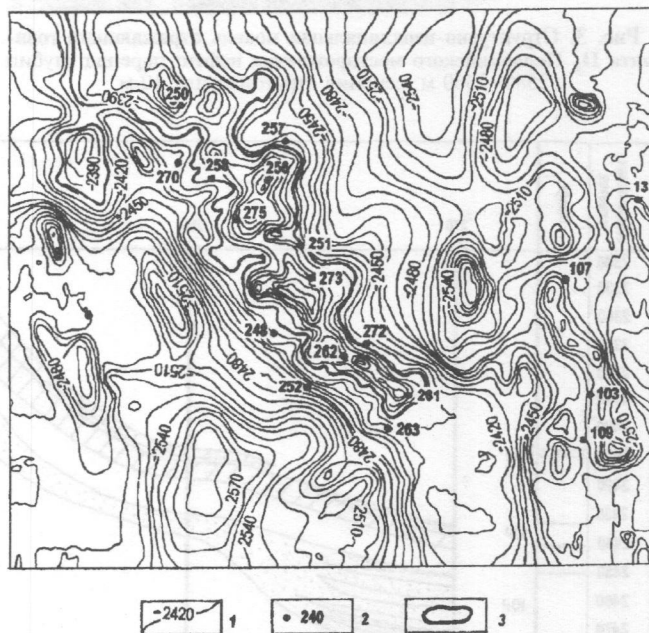


Рис. 2. Сейсмическая структурная карта по отражающему горизонту Π_a Первомайского месторождения нефти: 1 — стратиграфический контур по отражающему горизонту; 2 — скважины глубокого бурения; 3 — контур нефтенасыщения

вомайской и Весенней площадей (рис. 1). Приуроченность залежей углеводородов к зонам максимальных склоновых величин градиентов поверхности обусловлена, вероятно, не только возникновением в таких системах максимальных величин капиллярного давления и сил поверхностного натяжения, но и развитием на участках высоких градиентов поверхности максимальных тектонических напряжений. С участками сводовой «компакции» [9] вещества связано формирование напряженно-деформированных систем, размах глубин (впадина—свод) для которых определяет степень напряженного состояния пород в массиве и трещинах. В своде структуры часто преобладают сжимающие напряжения, обуславливающие относительно высокую проницаемость коллекторов по причине напряженного состояния пород и наличия дилатационных трещин.

Контрастно эти морфологические особенности палеоперфорности проявляются на ее изображениях в виде теневого рельефа, на аксонометрическом изображении структурной поверхности, в изоклиналильных моделях (рис. 1—3).

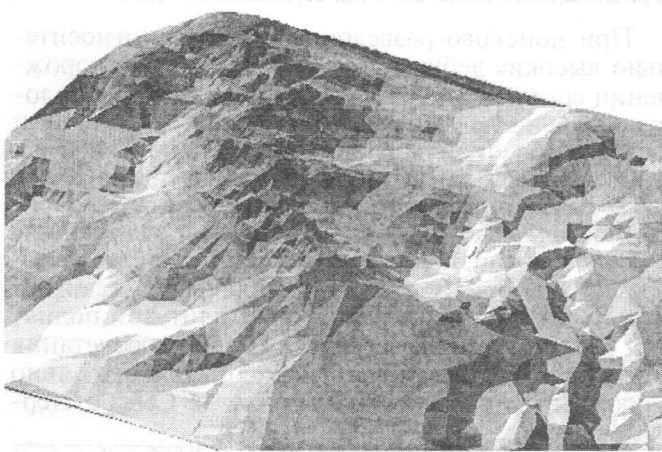


Рис. 3. Структурно-изоклиналиная модель отражающего горизонта II_a Первомайского месторождения нефти: перепад глубин 2580—2360 м, сечение стратозогипис 10 м

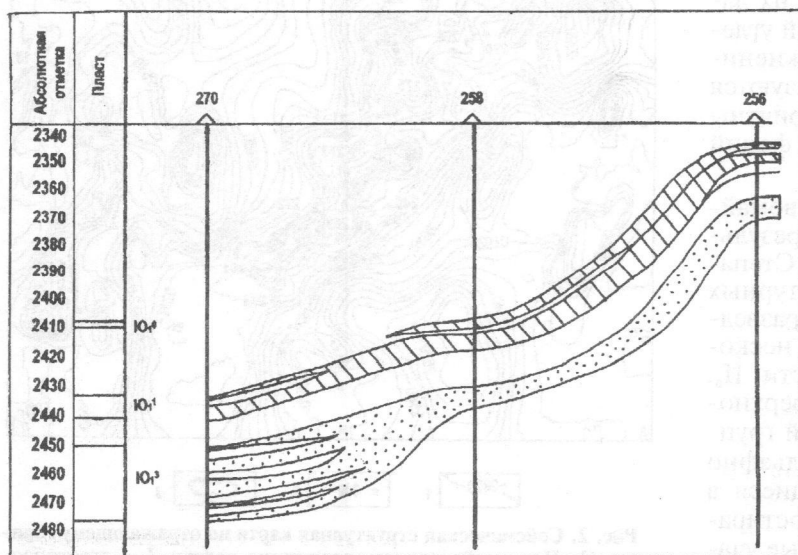


Рис. 4. Схема корреляции продуктивных пластов Первомайского месторождения по трем скважинам в зоне сочленения Весеннего и Первомайского поднятий

Тяготеющие к перегибам поверхности высокие мощности коллекторов формируются как результат эрозионно-денудационной активности деформированно-трещинных зон, образованных на разных этапах осадконакопления в результате интенсивного роста и разрушения участков «компакции» вещества.

Одна из наиболее сложных задач, которую необходимо решать на стадии передачи объектов под глубокое бурение, а также на стадии разведки месторождений, сводится к прогнозированию зон распространения песчаных пластов, обладающих улучшенными коллекторскими свойствами, определению границ фациального замещения и выклинивания.

Отложения продуктивной толщи Первомайского месторождения датируются как келловей-оксфордские. Баженовская свита формировалась в волжское время [2]. Васюганская свита трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской, а в пределах присводовых частей наиболее крупных положительных структур первого порядка — на породах доюрского фундамента. Согласно палеонтологическим данным верхняя граница васюганской свиты определена как верхи верхнего оксфорда, нижняя — верхи верхнего бата. По литолого-фациальному облику пород васюганская свита разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. В ее основании развит песчано-алевролитовый пласт Ю₂⁰, который является базальным горизонтом верхнеюрской морской трансгрессии [2]. Пласт распространен не повсеместно, его толщина в пределах отдельных структур варьирует от 0 до 15 м. Мощность нижневасюганской подсвиты, как правило, составляет 20—40 м, в наиболее погруженных участках палеорельефа — 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 представляет собой регионально нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт Ю₁.

На Каймысовском своде, в пределах Первомайско-Весенней группы месторождений, строение келловей-волжской части разреза существенно меняется.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления в эпоху возникновения верхневасюганской подсвиты позволяет выделить в ее составе две пачки, разделенные региональным угольным пластом У₁ (обычно он представлен не одним угольным пластом, а входит в состав пачки переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с большим количеством прослоев углей и углистых аргиллитов, мощность пачки может достигать 50 м) на подугольную и надугольную толщи.

Разрез подугольной толщи представлен регрессивными комплексами с песчаными пластами Ю₁⁴, Ю₁³. На ряде площадей пласты объединены и формируют песчаную толщу, индексируемую как Ю₁³⁻⁴. В надугольных отложениях выделяют песчаные пласты Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁² (рис. 4) [2, 3]. В разрезе верхнеvasюганской подсвиты Первомайского месторождения четыре или три пласта присутствуют крайне редко, чаще это сочетание двух пластов или одного с уплотненными глинистыми разностями других [17].

При возрастании общей мощности васюганской свиты наблюдается увеличение мощностей как песчаных, так и глинистых отложений. Так, значительное увеличение мощностей песчаных пластов подугольных отложений сопровождается в разрезе резким сокращением мощностей надугольных — и наоборот. Несколько примеров, иллюстрирующих особенности сочетания в вертикальном разрезе песчаных фаций на изучаемом месторождении и некоторых месторождениях в его ближайшем окружении, представлены в таблице. Доминирование в разрезе верхнеvasюганской свиты подугольных песчаников отмечено в примерах 2, 3, 10, 16, 17, 18, 21, 22, надугольных — в примерах 1, 4, 5, 6—9, 11—16, 19, 20. При этом преобладающее отношение суммарной мощности песчаных отложений горизонта Ю₁ к мощности васюганской свиты, характеризующее соотношение песчаных и углесто-глинистых разностей ≥ 3 (таблица), показывает, что устойчивость и выдержанность сейсмического сигнала по отражающему горизонту П_а связаны не только с выдержанностью мощностей глини-

стых пачек, но и сохранением в разрезе (отражающемся в сейсмическом сигнале) общей мощности песчаников. Таким образом, разрез васюганской свиты представляет собой равновесную геолого-геофизическую систему [14] дополнительного типа [1], в которой участки распространения зонального повышения мощностей песчаных пластов подугольной и надугольной толщ пространственно не совпадают. Отличия выявляются как в особенностях формирования, так и в характере латерального местоположения песчаных отложений [15].

Подугольные песчаные пласты, как правило, имеют плащеобразное распространение и хорошо выдержаны по латерали. В депрессионных зонах мощность подугольной пачки увеличивается. В направлении приподнятых участков рельефа ее мощность сокращается, составляя в периклинальных зонах положительных структур I порядка 10—25 м. Мощность надугольной пачки колеблется в диапазоне от 5 до 40 м, она включает продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₁⁰. Нефтеносность на месторождении связана в основном с песчаным пластом Ю₁¹, распространением практически повсеместно на поднятиях (рис. 1), он формировался в условиях береговой зоны, шельфа, при наличии обширных дельтовых систем. Нефтеносность на месторождении определяется размерами локальных поднятий, площадью распространения, фильтрационно-емкостными характеристиками и эффективными толщинами резервуаров.

Мощность продуктивных песчаных пластов Ю₁¹, Ю₁⁰ изменяется от 1,4 до 16,4 м, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,4—12 м,

Соотношение мощностей песчаных пластов верхнеюрских отложений и вмещающих комплексов

Пример	Название площади	Номер скважины	Мощность васюганской свиты ΔH , м	Мощность пластов Ю, м	Сумма мощностей пластов Ю ₁ Δh , м	Отношение мощностей $\Delta h/\Delta H$
1	Ледовая	1	50	Ю ₁ ⁰ 7; Ю ₁ ¹ 9; Ю ₁ ² 15; Ю ₁ ³ 9	40	1
2	Новоютымская	40	40	Ю ₁ ² 10; Ю ₁ ⁴ 20	30	1
3	Квартовая		60	Ю ₁ ⁰ 8; Ю ₁ ¹ 8; Ю ₁ ³ 20	36	2
4	Первомайско-Весенняя	248	71	Ю ₁ ¹ 15; Ю ₁ ³ 10	25	3
5		251	69	Ю ₁ ¹ 15; Ю ₁ ³ 8	33	2
6		257	68	Ю ₁ ⁰ 3; Ю ₁ ¹ 11; Ю ₁ ³ 9	20	3
7		258	67.5	Ю ₁ ⁰ 5; Ю ₁ ¹ 15; Ю ₁ ³ 10	25	3
8		273	65	Ю ₁ ¹ 11; Ю ₁ ³ 8	19	3
9		Северо-Карасевская	66	60	Ю ₁ ¹ 10; Ю ₁ ² 12; Ю ₁ ³⁻⁴ 7	29
10	Карасевская	64	45	Ю ₁ ¹⁻² 13; Ю ₁ ³ 20	33	1
11	Крапивинская	206	45	Ю ₁ ¹ 5; Ю ₁ ³ 10; Ю ₁ ⁴ 14	29	2
12		207	35	Ю ₁ ¹ 6; Ю ₁ ³ 9; Ю ₁ ⁴ 12	27	1
13		208	40	Ю ₁ ¹ 3; Ю ₁ ³ 10; Ю ₁ ⁴ 12	25	2
14		212	32	Ю ₁ ¹ 6; Ю ₁ ³ 6; Ю ₁ ⁴ 10	22	1
15	Глуховская	4	70	Ю ₁ ⁰ 15; Ю ₁ ⁴ 10	25	3
16	Игольско-Таловая	5	40	Ю ₁ ² 11	11	3
17		6	80	Ю ₁ ² 15; Ю ₁ ³ 23	38	2
18		13	40	Ю ₁ ² 10; Ю ₁ ³⁻⁴ 18	28	2
19		15	30	Ю ₁ ² 14; Ю ₁ ³ 13	27	1
20		16	30	Ю ₁ ² 12	12	3
21		3	72	Ю ₁ ² 12; Ю ₁ ^{2a} 6; Ю ₁ ³⁻⁴ 23	41	2
22		11	70	Ю ₁ ² 12; Ю ₁ ^{2a} 8; Ю ₁ ^{2b} 6; Ю ₁ ³⁻⁴ 28	54	1

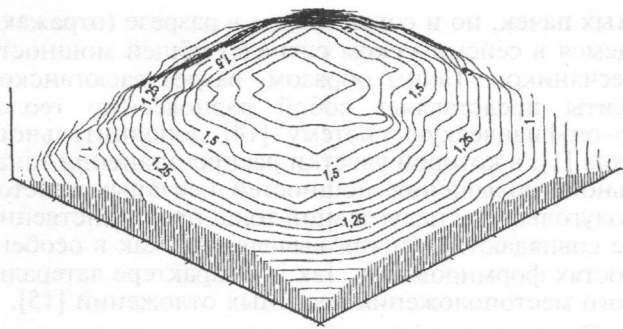


Рис. 5. Расчетный гравитационный эффект для юрских отложений Первомайского месторождения: сечение изоаномал расчетного гравитационного поля 0,1 мГл; в единице горизонтального масштаба 2 км, вертикального — 0,5 мГл

открытая пористость — 12,6–17,7%, проницаемость — порядка $1,8\text{--}4,6$ до $26 \cdot 10^{-3}$ мкм². Дебиты нефти невысокие, изменяются от 6 до 75 м³/сут. Дебиты нефти повсеместно пропорциональны толщинам надугольных песчаных пластов.

В южной части месторождения в пределах собственно Первомайской структуры в надугольных отложениях картируется один песчаный пласт Ю₁¹, мощность которого 9–12 м, эффективная мощность 8–10 м [5].

На Весенней группе поднятий в продуктивной толще картируются два песчаных пласта Ю₁¹ и Ю₁⁰, мощностью порядка 3–7 м. В направлениях северного, северо-западного замыканий Северо-Весеннего поднятия песчаные пласты Ю₁⁰ и Ю₁¹ выклиниваются. Надугольный резервуар здесь полностью отсутствует, и в верхней части васюганской свиты залегают пачка аргиллитов.

Резкое уменьшение мощности, продуктивности песчаных пластов в северной части структуры в рельефе отмечается выположенностью поверхности, уменьшением склоновых градиентов. Ширина вре-

зов северо-восточного простирания в этой части структуры говорит о преобладании тектонических трещин открытого типа.

Характер латерального развития песчаных пластов горизонта Ю₁ иллюстрирует один из разрезов (рис. 4). Аджувантность песчаных фаций, формирование их в сложной системе трансгрессивно-регрессивной изменчивости обстановок осадконакопления привели к образованию латерально-зональных дополнительных систем пространственной составленности зон повышенных мощностей песчаных отложений.

Так, морфологическое строение структурной поверхности тесно связано с продуктивностью месторождения. Неоднородности морфоповерхностей, разграничивающие толщи с существенно разными плотностями, должны достаточно контрастно проявляться в гравитационном поле. Результаты решения прямой задачи гравиразведки для структурной поверхности П_а Первомайского месторождения (где перепад величин плотности между перекрывающими и подстилающими отложениями достигает $0,3 \cdot 10^3$ кг/м³) показали, что структурные осложнения низов чехла только за счет аномально высокой плотности юрских отложений по отношению к меловым дают достаточно высокий гравитационный эффект, и особенности их строения могут изучаться по результатам высокоточных гравиметрических съемок.

Расчетный гравитационный эффект приведен на рис. 5. На аксонометрическом изображении прямого гравитационного эффекта группа поднятий Первомайского месторождения проявляется аномалией интенсивностью 0,2 мГл. Рельефные поднятия юрской поверхности Первомайской структуры характеризуются явными локальными аномальными осложнениями в гравитационном поле.

ЛИТЕРАТУРА

- Арманд А.Д. Иерархия информационных структур мира // Вест. РАН. 2001. № 9. Т. 71. С. 797–805.
- Белозеров В.Б. Кинематическая модель формирования юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск, 1989. С. 99–106.
- Бубнов С.Н. Основные проблемы геологии. М.: Изд-во МГУ, 1960.
- Вылцан И.А. Осадочные формации и их историко-геологические типы. Томск: Изд-во ТПУ, 2000. 123 с.
- Конторович В.А., Карапузов Н.И., Мельников В.П. Геологические и сейсмостратиграфические модели келловей-волжских отложений юго-восточных районов Западной Сибири как основа прогноза нефтегазоносности // Геология и геофизика. 2000. № 10. Т. 41. С. 1414–1422.
- Ласточкин А.Н. Функционально-динамическое доопределение элементов земной поверхности и ландшафтно-экологического пространства // Вестник Санкт-Петербургского у-та. 2000. Сер. 7. В. 1. С. 45–56.
- Ласточкин А.Н. Методика и результаты конструирования общей теории геосистем. II. Единые законы композиции геоявлений // Вестник Санкт-Петербургского университета. 2001. Сер. 7. В. 2. С. 79–95.
- Локтюш И.А. Экология. Структура и морфология. Деп. в ВИНТИ 22.7.1999. № 2410–В99. 314 с.
- Морозов Ю.А. Структурная роль трансгрессии и трансформации // Геотектоника. 2002. № 6. С. 3–24.
- Невский В.Н. Новые подходы к созданию базовой геоморфологической классификации (на примере горных территорий южной части Дальнего Востока России) // Геоморфология. 2003. № 1. С. 40–49.
- Решение совещания по классификации платформенных структур / Под ред. В.Д. Наливкина. Л., 1963.
- Садковский М.А., Писаренко В.Ф. Подobie в геофизике // Природа. 1991. № 1. С. 13–23.
- Тимофеев Д.А., Брондулеев В.Вад., Чичагов В.П. Некоторые проблемы геоморфологии гор // Геоморфология. 2002. № 3. С. 3–15.
- Устинова В.Н. Циклическое строение терригенного нефтегазоносного разреза юры Западной Сибири // Циклы. Ставрополь: Изд-во С-КГУ, 2000. С. 33–38.
- Устинова В.Н., Вылцан И.А. Нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты, ее изучение сейсмическими, сейсмостратиграфическими и другими геофизическими методами. Деп. в ВИНТИ. 24.09.2001. № 2029–В2001. 19 с.
- Флоренсов Н.А. К проблеме механизма горообразования во внутренней Азии // Геотектоника. 1960. № 4. С. 3–14.
- Худорожков Г.П., Негоденко В.С., Иванов И.А. Прогноз зон развития коллекторов горизонта Ю₁ васюганской свиты центральной части Каймысовского свода // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СНИИГИМС, 1989. С. 123–131.
- Stacey. Physics of the Earth. New York: John Wiley, 1969. 110 p.

Томский государственный университет
Рецензент — А.А. Никитин