

Морфология и нефтегазоносность малоамплитудных антиклинальных структур на территории Среднеобской НГО (Западная Сибирь)

И.В. Касьянов

научный сотрудник

1vkasjanov@gmail.com

АУ «НАЦ РН им. В.И.Шпилемана»,
Тюмень, Россия

Большинство месторождений углеводородного сырья (нефти, газоконденсата) на территории Среднеобской нефтегазоносной области в Западной Сибири приурочено к антиклинальным ловушкам. Среднеобская область характеризуется высокой степенью опоскованности недр, одним из главных направлений является поиск и разведка залежей нефти и газа на малоамплитудных, малоразмерных локальных структурах для обеспечения прироста запасов. Одним из путей по снижению геологических рисков при проведении ГРП, в ситуации с исчерпанным фондом крупных локальных поднятий, является выявление закономерностей строения и размещения малоамплитудных антиклинальных структур.

Материалы и методы

Для выяснения характера продуктивности в зависимости от морфологии структур проведен статистический анализ результатов поисково-разведочного бурения по структурам.

Ключевые слова

залежи, нефтегазоносная область (НГО), отражающие горизонты, Среднеобская НГО, локальные структуры, разломы, рифты

Среднеобская нефтегазоносная область является одним из наиболее изученных геолого-разведочными работами нефтегазодобывающих регионов в пределах территории Западной Сибири. Значительное количество открытых залежей нефти и газа в этой области сосредоточено в ловушках антиклинального типа, кроме того, многие месторождения приурочены к многопластовым, такие как Самотлорское, Федоровское и др. К основным продуктивным нефтегазоносным комплексам относятся среднеюрский, васюганский, баженовский и неокомский. В условиях высокой разведанности недр необходимо обеспечивать прирост запасов нефти и газа поисками и разведкой новых месторождений. К настоящему времени на большинстве

крупных антиклинальных структур уже открыты месторождения, поэтому основными объектами нефтепоисковых работ на территории Среднеобской области являются малоамплитудные, а также малоразмерные антиклинальные структуры. Несмотря на то, что в регионе выявляются неантиклинальные ловушки с помощью применения методов сейсмостратиграфии, анализа динамических параметров в комплексе с данными геофизических исследований скважин, изучение нефтегазоносности антиклинальных ловушек в пределах территории Среднеобской НГО (в особенности благоприятно то, что в количестве около сотни нефтеперспективных объектов связано с ловушками в резервуарах васюганского и баженовского НГК) остается

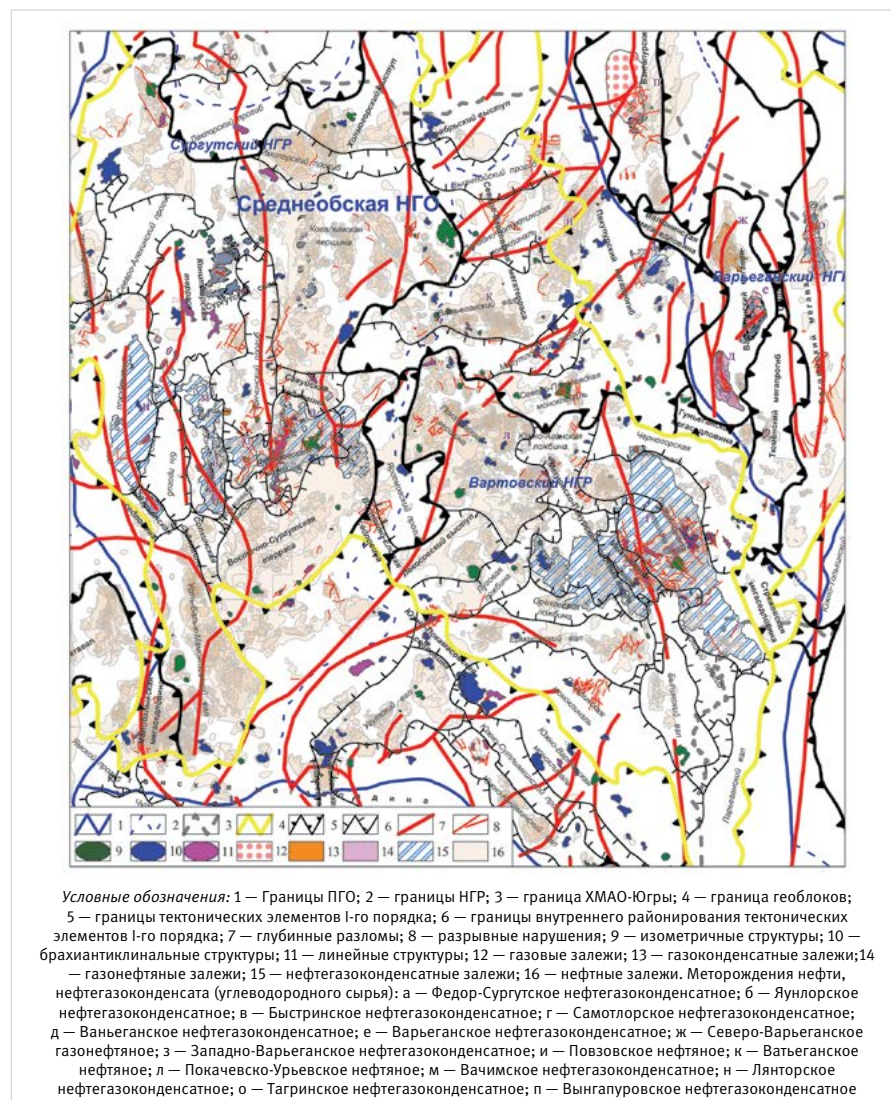


Рис. 1 — Схема расположения локальных структур по отражающему горизонту Б на территории Среднеобской нефтегазоносной области

одним из важнейших и приоритетных направлений поисков. Поэтому выявление закономерностей строения и размещения малоамплитудных антиклинальных структур, а также их отличия от более крупных локальных структур в южной части Западной Сибири, в частности на территории Среднего Приобья, является весьма актуальной задачей.

Основными факторами, которые определяют генерацию, миграцию и сохранение углеводородов, являются тектонический, литологический и геохимический [1]. Только в комплексе все три фактора необходимы для наличия залежей углеводородов. Ведущее значение структурно-тектонического фактора в нефтегазоаккумуляции вытекает из характера пространственного размещения нефтегазоносных областей, районов и зон во всех провинциях [2]. В настоящей статье рассматривается тектонический фактор, оказывающий влияние на формирование и размещение локальных структур, что важно при оценке ресурсов нефти и газа, а также выборе наиболее перспективных зон для поиска месторождений. Ведь именно одной из причин неполной подтверждаемости перспективных ресурсов является результативность опосредования структур [3].

Выбранная для исследования территория Среднеобской НГО охватывает площадь, в пределах которой отчетливо выделяются две крупные положительные тектонические структуры I-го порядка — Сургутский свод на западе и Нижневартовский свод, разделенные Ярсовским прогибом (рис. 1). На юге территория области ограничивается северной частью Юганской мегавпадины, на северо-востоке — Северо-Вартовской мегатеррасой и Пякупурским мегапрогибом. Как видно на рисунке, локальные структуры в целом по территории распределены довольно неравномерно. В пределах данной области разведано свыше 150 месторождений.

Все локальные структуры подготавливаются сейсморазведкой к поисковому бурению по основным горизонтам, выдержанным в разрезе опорными отражающими горизонтами из которых являются горизонты Б (верхнеюрские отложения, кровля баженовской свиты), М (кровля нижнеаптских отложений), Г (верхнемеловые отложения, кровля сеномана). По данным отражающим горизонтам выполнен анализ морфологии достаточно изученных бурением антиклинальных структур. За общие характеристики морфологии по каждой структуре для анализа приняты сведения об их площади, амплитуде, а также по размерам длины вдоль короткой и длинной осей антиклинальных структур, которые были получены по материалам

интерпретации геофизических данных (сейсморазведка), главным образом использовались структурные карты по отражающим горизонтам. Проведенный анализ включает 249 антиклинальных структур, закартированных по отражающим горизонтам Б, М, Г в пределах Среднеобской НГО на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

К малоамплитудным структурам были отнесены 191 структура с величиной амплитуды до 25 м (минимальная амплитуда — 5 м) и 58 высокоамплитудных структур. Морфологические характеристики локальных структур по нефтегазоносной области представлены в таб. 1. Для всех структур характерна общая тенденция повышения продуктивности, т.е. процентного отношения количества продуктивных структур к общему количеству опосредованных структур с увеличением площади и амплитуды. По выборке малоамплитудных структур с увеличением величины амплитуды до 25 м продуктивность в целом возрастает от 70 до 90%, при изменении величины площади от 0,5 до 12 км² доля продуктивных структур увеличивается от 75 до 86%. При росте амплитуды от 26 до 60 м и более доля продуктивных структур возрастает от 80 до 100%, с увеличением величины площади структур от 2 до 80 км² и более продуктивность повышается от 79 до 100%.

Кроме того, для полной характеристики размеров по типам малоамплитудных и крупноамплитудных структур был рассчитан и проанализирован коэффициент удлинения, определяемый отношением длины структуры к ее ширине. Предварительно все положительные структуры, выделенные по отражающему горизонту Б, были ранжированы по величине коэффициента удлинения на следующие классы:

- изометричные структуры (купола), $1 < K_{удл} < 2$;
- брахиантиклинальные структуры, $2 \leq K_{удл} < 3$;
- линейные структуры, $K_{удл} \geq 3$.

Преобладающий тип структур — брахиантиклинальные, которые наиболее характерны для большинства открытых залежей в пределах территории области. При поиске зависимостей коэффициента удлинения структур от их амплитуды и площади по изометричным, брахиантиклинальным и линейным, статистически значимых связей не обнаружено. При сравнении количества залежей по разрезу в стратиграфическом интервале от неокома до сеномана по структурам разного типа удлинения было отмечено, что по линейным структурам в классе малоамплитудных число залежей в среднем в 4 раза больше. Это свидетельствует о том, что

линейные малоамплитудные структуры были подвержены повышенному тектоническому росту на протяжении мелового периода и характеризуются повышенной трещиноватостью пород. Линейные крупноамплитудные структуры по отношению к брахиантиклинальным и изометричным структурам интенсивно росли в течение юрского и мелового времени, поэтому стратиграфический этап нефтегазоносности значительно шире.

Для учета степени соответствия структурных планов по верхним отражающим горизонтам М и Г относительно отражающего горизонта Б были рассчитаны коэффициенты подобия по следующей формуле:

$$K_{поо} = K_1 / K_2$$

где K_1 — амплитуда, площадь структур, оконтуренных по конкретному отражающему горизонту М или Г, K_2 — амплитуда, площадь структур по отражающему горизонту Б.

В Западной Сибири, как отмечали ранее Рудкевич М.Я., Эдельштейн А.Я. и другие ученые, преобладают конформные структуры, которые испытали конседиментационное формирование с уменьшающейся вверх по разрезу амплитудой. Максимов Е.М. подчеркивал, что в Сургутском и Нижневартовском районах, где продуктивные отложения юры и неокома, развиты конформные конседиментационные структуры, рост которых продолжался до сеномана и эоцена [4]. Проведенный анализ морфологии локальных структур подтверждает выводы о том, что на территории Среднеобской области прослеживаются в основном унаследованные антиклинальные структуры с увеличением их амплитуды и площади с глубиной, при этом отмечается выполаживание и раскрытие многочисленных структур по верхним горизонтам осадочного чехла — отражающим горизонтам М и Г. По соотношению структурных планов отражающих горизонтов Б, М, Г, согласно общей классификации структур, выделены 102 сквозные структуры, которые прослеживаются по всему разрезу осадочного чехла вплоть до горизонта Г, 96 погребенных структур, выделяющихся только в нижних горизонтах вплоть до горизонта Б (по верхним отражающим горизонтам М, Г им отвечает моноклинальное залегание, структурный нос, либо объединение в более крупные положительные структуры), а также 51 структура, которые выражены по горизонтам Б, М, а по верхнему горизонту Г отмечается их раскрытие в незамкнутые структуры (таб. 2).

Средние величины $K_{поо}$ по амплитудной характеристике по ОГ Б, М для малоамплитудных структур составляют 0,72, для крупных структур — 0,5, по ОГ Б, Г для малоамплитудных структур — 0,55, для крупных структур — 0,42. По типу соотношения структурных планов в разрезе осадочного чехла отмечено, что в выборке крупноамплитудных 53% структур являются сквозными, тогда как по малоамплитудным структурам в большей степени преобладают сквозные и погребенные структуры почти в равном количестве (при этом характерно увеличение доли погребенных малоамплитудных структур в 1,5 раза относительно типа структур с большими амплитудами). Видимо, это связано со снижением тектонической активности вертикальных подвижек фундамента в зонах выделения малоамплитудных структур, многие из которых относятся к самостоятельным, т.е. не входят в состав более крупных поднятий [5],

Морфологические параметры, показатели	Крупноамплитудные структуры	Малоамплитудные структуры
Минимальная амплитуда, м	26	5
Максимальная амплитуда, м	99	25
Средняя амплитуда, м	41	17
Минимальная площадь, км ²	2.1	0.29
Максимальная площадь, км ²	121	56
Средняя площадь, км ²	21.4	6.6
Продуктивные структуры, %	82.8	81.7

Таб. 1 — Морфологические характеристики локальных структур

и конседиментационный рост таких структур, как следствие, не столь продолжителен, как для подчиненных структур.

Стоит отметить, что помимо унаследованных структур в осадочном чехле от поверхности фундамента по направленности развития тектонических движений в общем массиве изученных структур выделяются новообразованные локальные структуры. Это структуры относительно позднего, молодого происхождения по отношению к структурному плану предшествующего этапа развития. Для новообразованных структур характерно то, что амплитуды по верхним горизонтам (ОГ М, Г) близки к амплитудам по нижним горизонтам в осадочном чехле (ОГ Б). Структуры с величиной $K_{\text{под}}$ от 0,8 до 1 по амплитудной характеристике отражающих горизонтов М, Г относительно горизонта Б были отнесены к типу новообразованных структур. Такие структуры образовались на неотектоническом этапе вследствие подвижек на границах рифтов. Из общего количества разбуренных 29 структур являются новообразованными. Кроме того, площади структур по вышележающим отложениям увеличиваются относительно кровли нижележающих отложений баженовской свиты, в группе новообразованных доля структур с величиной коэффициента подобия по площадям от 1,1–5 составляет 66%. Структуры со значительно большими площадями по верхним горизонтам выделяются также в северных районах Западной Сибири,

которые относятся к типу навешанных [6]. Значительное количество новообразованных структур являются малоамплитудными, по типу удлинения среди них преобладают брахиантиклинальные и линейные. Особенно стоит отметить, что по линейным малоамплитудным структурам высокий процент продуктивности характерен для класса погребенных структур. Так, доля продуктивных структур по нефтегазоносным комплексам в меловых отложениях составляет около 80%. Столь высокую продуктивность линейных структур в меловых резервуарах можно объяснить тем, что в большинстве случаев присутствуют крупные объединенные структуры в разрезе, которые выделяются, начиная в основном с кровли валанжина. В нижней части разреза, с кровли баженовской свиты и ниже прослеживаются одиночные локальные структуры. С учетом этого, если соотнести количество открытых залежей в интервале от неокома до сеномана к общему количеству залежей по всему разрезу осадочного чехла, то при 60% и более аккумуляция УВ происходила только за счет внутрирезервуарной миграции. Данный вывод справедлив только при высокой плотности антиклинальных брахискладок и линейно-вытянутых складок в структурном плане по ОГ Б на локальной площади территории, к примеру — площади Самотлорского и Федоровского месторождений.

Можно утверждать, что все структуры как малоамплитудные, так и более крупные,

преимущественно приурочены к положительным тектоническим структурам — валам, вершинам. Продуктивность изометричных и брахиантиклинальных структур остается достаточно высокой, изменяясь от 80 до 90% независимо от знака тектонических структур высоких порядков. Высокая продуктивность малоамплитудных линейных структур характерна для валов и вершин (82%), в пределах отрицательных тектонических структур продуктивность их заметно снижается до 67%, и практически непродуктивны на моноклиналах. По мере приближения к границам тектонических структур I-го и II-го порядков по каждому типу удлинения структур выявлены следующие особенности: среди линейных выделяется наибольшее количество структур (60%), продуктивность их составляет 74%. Далее в порядке убывания следуют изометричные (49%), брахиантиклинальные (47%). Отсюда, видимо, следует, что такие линейные структуры образовались под действием горизонтальных напряжений на границах тектонических структур высокого ранга.

Большое количество залежей в разрезе (от 10 и более) характерно для структур, расположенных на крупных поднятиях с наиболее высоким гипсометрическим положением (Покачевская, Федоровская, Самотлорская вершины). Наибольшее число залежей в разрезе этих структур сосредоточено в интервале нефтегазоносных комплексов с меловыми отложениями. На севере Западной Сибири газовые залежи приурочены преимущественно к высокоамплитудным линейным структурам. В пределах Среднеобской НГО подобная закономерность имеет свое существование. Так, нефтегазоконденсатные залежи имеются в пределах Самотлорского, Федоровского, Западно-Варьганского месторождений. В основном, это линейные структуры с величиной амплитуды более 20–25 м. Характерно то, что при наличии газа или газоконденсата количество залежей в разрезе осадочного чехла резко увеличивается. В ряде случаев для нефтяных месторождений имеется большое количество залежей, но локальные структуры по ним уже преимущественно малоамплитудные до 25 м.

По размещению локальных структур, их ориентировке в плане и приуроченности к крупным тектоническим разломам по территории стоит отметить следующую особенность, касающуюся линейных структур: в восточной части Среднеобской области преобладающая ориентировка структур — меридиональная и субмеридиональная северо-западного простирания, на западе субмеридиональная северо-восточного простирания. Также с учетом того, что большая часть разрывных тектонических нарушений, выделенных в пределах площадей локальных структур ориентирована субмеридионально, то этим подтверждается механизм образования линейных структур — они образовались, под влиянием тектонического сжатия, направленного со стороны крупных линейных тектонических структур, Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта на востоке и Аганского грабен-рифта на западе, разделяющего крупные поднятия — Сургутский и Нижневартовский своды. В западной части ближе к борту Аганского грабен-рифта примыкает Федоровское поднятие, в пределах которого амплитуды локальных структур постепенно

Тип структур	Миним. амплитуда структур, м	Максим. амплитуда структур, м	Сред. амплитуда структур, м	Миним. площадь структур, км ²	Максим. площадь структур, км ²	Сред. площадь структур, км ²
сквозные						
крупноамплитудные	26	99	42	4.28	120.79	26.63
изометричные	27	75	43	4.39	70.96	22.71
брахиантиклинальные	26	71	39	4.28	120.79	29.41
линейные	26	99	50	7.96	45.97	21.56
малоамплитудные	5	25	17	0.37	55.76	8.72
изометричные	7	25	17	0.37	29.90	5.15
брахиантиклинальные	5	25	17	0.96	55.76	10.29
линейные	10	20	16	3.42	40.66	12.76
погребенные						
крупноамплитудные	27	78	41	2.07	47.55	18.00
изометричные	27	77	38	2.07	40.88	18.16
брахиантиклинальные	27	78	42	3.32	47.55	20.09
линейные	27	72	46	4.82	32.41	15.10
малоамплитудные	6	25	16	0.29	19.62	4.88
изометричные	7	25	15	0.29	10.48	3.40
брахиантиклинальные	6	25	16	0.79	19.62	5.97
линейные	8	25	17	1.07	11.89	5.13
структуры по ОГ Б, М						
крупноамплитудные	27	59	39	2.61	25.36	11.37
изометричные	30	50	38	2.61	9.53	5.62
брахиантиклинальные	27	55	37	3.25	25.36	13.54
линейные	34	59	47	3.38	23.59	13.49
малоамплитудные	7	24	17	0.48	29.81	6.26
изометричные	7	24	15	0.48	15.10	4.65
брахиантиклинальные	9	24	17	0.52	29.81	7.99
линейные	13	22	18	2.69	5.03	4.24

Таб. 2 — Морфологические характеристики структур по соотношению структурных планов в разрезе

затухают к западу по мере удаления от грабен-рифта, осложненного преимущественно тектоническими разломами высоких порядков, что подчеркивает структуроформирующую роль глубинных разломов, выделенных по результатам интерпретации магнитных полей. Подвижки вдоль разломов приводят к возникновению флексурных перегибов слоев в осадочном чехле, а мелкие блоки фундамента при движении их индуцируют процесс образования локальных поднятий [7]. В целом на территории крупноамплитудные структуры располагаются ближе к грабен-рифтам, на северо-востоке это Северо-Варьеганская, Варьеганская, Ваньеганская крупные линейные структуры, расположенные на бортах Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта с залежами газа, газоконденсата в верхних пластах осадочного чехла. Количество залежей на локальных структурах зависит от тектонических позиций крупных поднятий поблизости от рифтов и зон их пересечения, в этом отношении наиболее благоприятными являются валы, вершины, менее значимые — террасы.

Таким образом, проведенный анализ статистических характеристик морфологии структур показал, что фактическое распределение залежей УВ свидетельствует о глубинной модели нефтидогенеза. Довольно высокая продуктивность малоамплитудных структур, прежде всего линейных, в большей

степени обусловлена приразломным положением, создающим повышенную трещиноватость. Поэтому для выявления таких структур необходимо проводить детальные сейсморазведочные работы вблизи крупных тектонических разломов. Перспективы открытия многопластовых месторождений УВ в решающей степени зависят от плотности разрывных нарушений и наличия зон высокой трещиноватости пород, для уверенного картирования которых нужно повышать разрешенность метода, применять на площади работ сейсморазведку по методике МОГТ-3D.

Итоги

Результаты проведенного исследования доказывают, что нефтегазоносность структур независимо от их размеров на территории Среднеобской НГО в решающей степени определяется влиянием тектонического фактора.

Выводы

Высокая продуктивность малоамплитудных структур, особенно линейных, обусловлена наличием зон повышенной трещиноватости пород в резервуарах, а также разрывных нарушений создающих благоприятные условия для вертикальной миграции УВ. Для выявления и подготовки локальных структур необходимо проводить детальные сейсморазведочные работы рядом с крупными тектоническими разломами.

Список литературы

1. Арабаджи М.С., Мильничук В.С. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности на основе системного подхода // Геология нефти и газа. 1992. №7. С. 10–15.
2. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 184 с.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Юдин Г.Т. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. М.: Недра, 2012. 412 с.
4. Максимов Е.М. Моделирование платформенных структур на примере Западно-Сибирской плиты // Известия вузов, сер. Геология и разведка. 1984. №5. С. 22–27.
5. Чуйков С.Н., Шпильман В.И. Закономерности дискретного распределения структур в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. №3. С. 11–14.
6. Кунин Н.Я., Луценко Б.Н. Классификация локальных структур севера Западной Сибири и закономерности размещения меловых поднятий // Геология нефти и газа. 1988. №12.
7. Гаврилов В.П. Происхождение нефти. М.: Наука, 1986. 176 с.

ENGLISH

GEOLOGY

Morphology and oil-and-gas content of small amplitude anticlinal structures in the territory of the Mid-Ob oil and gas bearing region (Western Siberia)

UDC 550.8.05+551

Author:

Ilya V. Kasiyanov — researcher; 1vkasjanov@gmail.com

V.I. Shpilman research and analytical centre, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The majority of hydrocarbons (oil, gas condensate) in the territory of the Mid Ob Oil and Gas Bearing Region in Western Siberia are attributed to anti-clinal traps. The Mid Ob River Region is characterized by a high degree of resource prospection and one of the main activities is search and exploration of oil and gas deposits in small amplitude, small size local structures to ensure growth of the reserves. One of the ways to mitigate geological risks in the conduct of geological prospecting work, in a situation involving a depleted stock of large local elevations, is to find out the trends in the structure and location of small amplitude anti-clinal structures.

Materials and methods

To ascertain the nature of productivity depending on the morphology of structures, statistical analysis of the results of prospecting and exploratory drilling was made in respect of structures.

Results

The results of the research undertaken prove that oil and gas content of the structures, irrespective of their dimensions in the territory of the Mid Ob Oil and Gas Bearing Region, to a great extent, is driven by the influence of geotectonical factor.

Conclusions

High productivity of small amplitude structures, especially linear ones, is caused by existence of heightened rock fracturing zones in reservoirs as well as discontinuous faults which create favorable conditions for vertical migration of hydrocarbons. In order to identify and prepare local structures, it is required to carry out detailed seismic exploratory operations next to large geotectonical faults.

Keywords

reservoirs (deposits), oil and gas bearing region, Mid Ob Oil and Gas Bearing Region, local structures, faults, rifts

References

1. Arabadzi M.S., Mil' nichuk V.S. *Veroyatnostnaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti na osnove sistemnogo podkhoda* [Probabilistic assessment of oil and gas content prospects on the basis of systemic approach]. Oil and gas geology, 1992, issue 7, pp. 10–15.
2. Rudkevich M.Ya. *Paleotektonicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Paleotectonical criteria of oil and gas content]. Moscow: Nedra, 1974, 184 p.
3. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Melik-Pashaev V.S., Yudin G.T. *Teoreticheskie osnovy poiskov i razvedki nefti i gaza* [Theoretical fundamentals of search and exploration of oil and gas]. Moscow: Nedra, 2012, 412 p.
4. Maksimov E.M. *Modelirovanie platformennykh struktur na primere Zapadno-Sibirskoy plity* [Modelling platform structures using the example of West-Siberian Plate]. *Izvestiya vuzov, ser. Geologiya i razvedka*, 1984, issue 5, pp. 22–27.
5. Chuykov S.N., Shpil'man V.I. *Zakonomernosti diskretnogo raspredeleniya struktur v Zapadnoy Sibiri* [Trends in discrete distribution of structures in Western Siberia]. Oil and gas geology, 1992, issue 3, pp. 11–14.
6. Kunin N.Ya., Lutsenko B.N. *Klassifikatsiya lokal'nykh struktur severa Zapadnoy Sibiri i zakonomernosti razmeshcheniya melovykh podnyatiy* [Classification of local structures of the north of Western Siberia and the trends in location of Cretaceous upheavals]. Oil and gas geology, 1988, issue 12.
7. Gavrilov V.P. *Proiskhozhdenie nefti* [Origin of oil]. Moscow: Nauka, 1986, 176 p.