

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ КАК РЕЗУЛЬТАТ ГЛУБИННОЙ МИГРАЦИИ

И.А. Мельник, С.В. Зимина, К.Ю. Смирнова
(ГФ АО "СНИИГГ и МС")

Введение

В настоящее время при поиске нефтегазовых месторождений используют технологические приемы, основанные на концепции осадочно-миграционного образования залежей углеводородов (УВ). Суть данной концепции можно выразить следующим образом: органическое вещество (ОВ) (в основном планктон) накапливается и сохраняется на дне морей и океанов в глинистой толще пород, которые в результате дальнейшего погружения и изменяющихся термобарических условий катагенеза трансформируются в нефтематеринскую толщу. Источником углеводородов, мигрирующих из нефтематеринской породы в трещиновато-пористый коллектор-ловушку, является преобразованное ОВ (в некоем термобарическом "окне" преобразования, определяемого глубиной ~1500...3000 м) [1].

Технология поиска залежей УВ ориентирована на обнаружение структурных и неструктурных ловушек при наличии на исследуемой территории нефтематеринской толщи. Однако анализ сопоставления числа открытых месторождений и залежей нефти и газа с числом пробуренных поисковых и разведочных скважин подтверждает малую технологическую эффективность доминирующих поисковых приемов. Как правило, коэффициент успешности пробуренных скважин не превышает 15...20 % [2].

В свою очередь, на основании представления неорганической концепции образования нефти, углеводороды мигрируют из глубин литосферы (либо мантии) по неотектоническим разломам растяжения и каналам проницаемых зон фундамента [3]. Следовательно, в этом случае нефтегазовые месторождения должны быть связаны не только с ловушками, но и с разломами растяжения фундамента.

Обе концепции (органическая и неорганическая) образования нефти и газа не взаимоисключают друг друга, в реальности образование углеводородов может идти различным способом. Все дело в доминанте того или иного явления. Для того чтобы определить доминирующий фактор, участвующий в заполнении ловушек углеводородами с формированием залежей и месторождений Томской области, были проведены исследования интенсивности естественной радиоактивности нефтематеринской баженовской свиты в 1,5 тыс. поисково-разведочных скважин, а также установлены плотности разломов по фундаменту всех месторождений западной территории Томской области, как наиболее изученной. Сопоставления результатов исследований с числом месторождений изучаемой территории

выявили интересные закономерности, описанные в следующем параграфе.

Результаты исследований и их обсуждение

Интенсивность естественной интегральной радиоактивности горных пород в основном обусловлена содержанием трех химических элементов: калия, тория и урана [4]. Эти элементы хорошо сорбируются глинистыми минералами либо находятся в атомной решетке самих минералов (калиевые гидрослюды). С увеличением глинистости радиоактивность породы пропорционально увеличивается. Также известно, что, например, калий входит в молекулярную формулу полевых шпатов, а уран ассоциируется с органическим веществом (ОВ, керогеном II типа), с фосфоритами и ураноносными битумами, непосредственно не связанными с органикой [5]. В этом случае с увеличением содержания сапропеля и фосфоритов в породе увеличивается содержание урана и радиоактивность породы обусловлена в большей степени содержанием ОВ. Доманикиты баженовской свиты, прежде всего, характеризуются повышенным содержанием урана, связанного с ОВ и контролирующего (до 90 %) естественную гамма-активность породы [6, 7]. Поэтому изменения показаний гамма-каротажа (ГК) скважин в баженовской свите будут соответствовать изменению содержания в ней органики.

Исследования средней (по скважине) гамма-активности баженовской свиты 1,5 тыс. скважин западной территории Томской области позволили построить карту территории распределения урана (т. е. ОВ) нефтематеринской свиты (рис. 1). На карте структур первого порядка показаны расположения месторождений и распределения показаний ГК баженовской свиты, являющейся также региональной покрывкой. Предварительный, визуальный анализ карты выявил то, что расположения месторождений далеко не всегда территориально связаны с интенсивным показанием гамма-активности баженовской породы.

С целью статистического представления тесноты связи числа месторождений на исследуемой площади с показанием средней интенсивности ГК (т. е. ОВ) нефтематеринской свиты и плотностью разломов по фундаменту, на изучаемую территорию наложили сетку меридиан и параллелей, образующих 35 прямоугольных четырехугольников с почти равной площадью. Средняя площадь четырехугольников составляет 4242,2 км² при весьма незначительном стандартном отклонении 35,2 км². Площади каждого четырехугольника охарак-

теризовали средним содержанием показания ГК баженновской свиты и суммой длин (плотностью) всех разломов по фундаменту. Площади крайних четырехугольников, расположенных вдоль границы Томской области, оказались только частично заполнены исследуемыми характеристиками.

Сопоставление числа месторождений на площади четырехугольника с усредненным показанием гаммакаротажа скважин баженновской свиты 30 выборочных данных никакой зависимости не определило (рис. 3). Очевидно, что на образование залежей в большей степени оказывает влияние тектонический фактор, а именно разломы по фундаменту. Сопоставление числа месторождений с плотностью разломов для 35 выборочных данных выявило коэффициент корреляции $R = 0,57$. В свою очередь, с помощью данной зависимости обнаружили три основные группы регрессий с высокими коэффициентами корреляций: $R_1 = 0,96$; $R_2 = 0,9$; $R_3 = 0,97$ (рис. 4).

Анализ распределения четырехугольников по исследуемой территории показал, что в первую группу регрессии входят данные четырехугольников, в основном расположенных вдоль границы Томской области (окрашены голубым цветом, рис. 2). Очевидно, что причиной образования данной группы (с наименьшей плотностью разломов) послужило частичное заполнение изучаемых площадей исследуемыми характеристиками.

Самая многочисленная вторая группа регрессии разделилась на две подгруппы с различной корреляционной связью между числом месторождений и плотностью разломов: $R_{2/1} = 0,79$; $R_{2/2} = 0,94$. В свою очередь, причиной разделения второй группы стала возникшая корреляционная зависимость для первой подгруппы (второй группы) числа месторождений с радиоактивностью баженновской свиты с коэффициентом корреляции $R_{2/1}(p/a) = 0,89$. Данная зависимость для второй подгруппы выявила отрицательный коэффициент корреляции $R_{2/2}(p/a) = -0,48$. Это подтверждает то, что образование нефтегазоносных залежей второй подгруппы второй группы обусловлено глубинными разломами. В первой подгруппе первой группы регрессий также выделились участки с положительной регрессией числа месторождений с радиоактивностью нефтематеринской свиты с коэффициентом $R_{1/1}(p/a) = 0,99$ (рис. 5). К ним относятся четырехугольники: О-43ХVI, О-43ХII, Р-43ХХV, Р-44ХХIII (см. рис. 2). За минусом данных четырех участков, для второй подгруппы первой группы коэффициент корреляции между числом месторождений и плотностью разломов увеличился до $R_{1/2} = 0,98$.

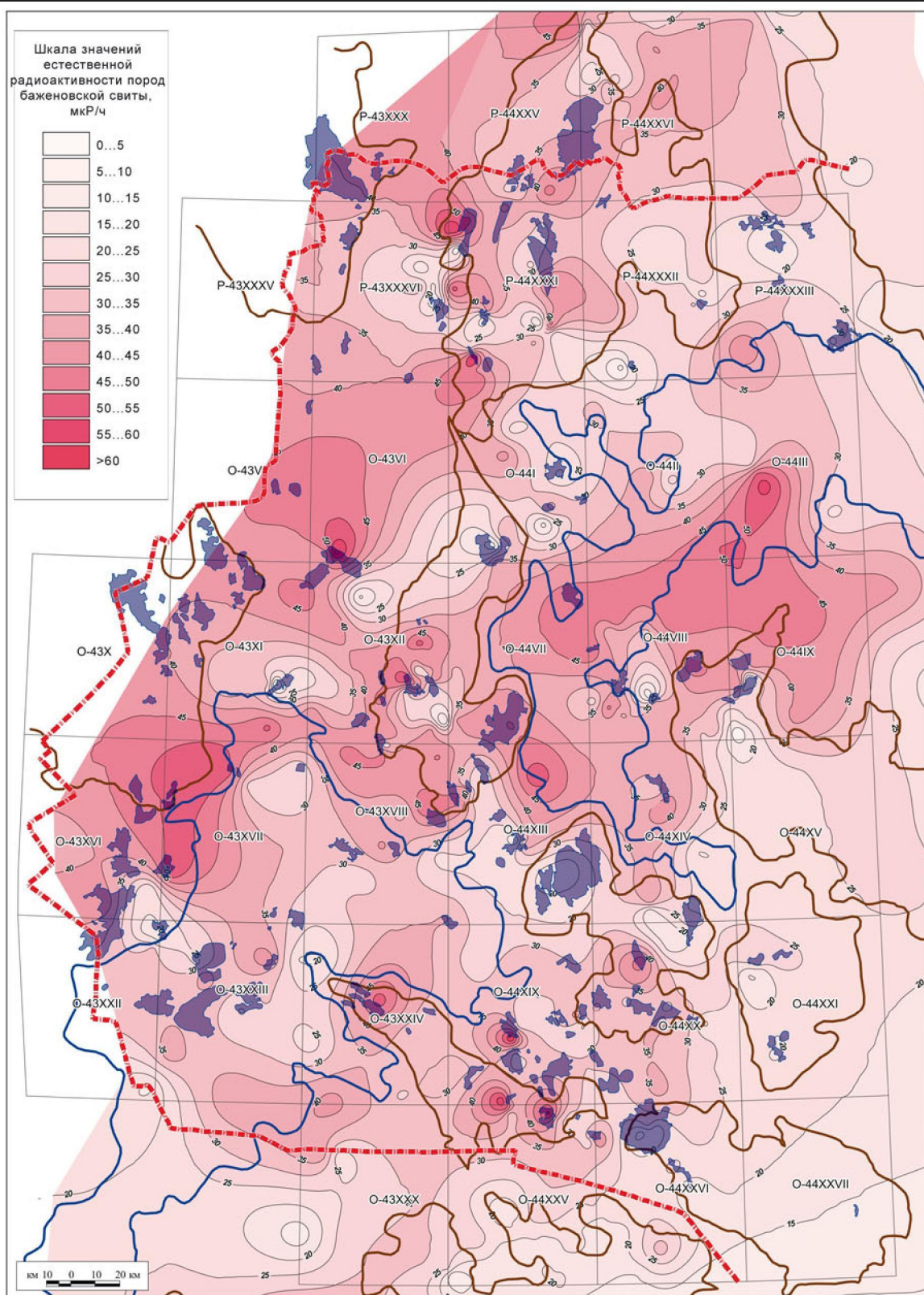
На рис. 2 площади четырехугольников третьей группы окрашены в ярко-желтый цвет. Бледно-желтым цветом окрашены четырехугольники, относящиеся ко второй подгруппе второй группы, сильно связанные с плотностью разломов. В итоге визуальный анализ показывает, что четырехугольники, окрашенные в желтые цвета, т. е. площади месторождений углеводородов, сильно связанные с плотностью разломов, в значительной степени приурочены к зонам распространения грабен-

рифтов. Бледно-зеленым цветом окрашены площади, относящиеся к первой подгруппе второй группы (подгруппа 2/1), т. е. образование залежей углеводородов коррелирует с содержанием ОВ в баженновской свите. Заметно, что их территориальное расположение не связано с пространственной ориентацией грабен-рифтов. Но все же достаточно высокие корреляционные коэффициенты между числом месторождений и плотностью разломов в выборках первых подгрупп ($R_{1/1} = 0,91$; $R_{2/1} = 0,79$) также свидетельствуют о связях данных месторождений с глубинными флюидами.

В свою очередь, на образование нефтегазовых залежей оказывают влияние не только глубинные тектонические разломы, но и расположения структурных элементов поверхности пластов. Причиной разделения на вторую и третью группы месторождений стал структурный фактор, так как анализ расположения месторождений относительно структур третьего порядка показал (рис. 2), что отношения числа месторождений, расположенных в структуре, к числу месторождений вне структуры совершенно различны: для третьей группы – 0,17 отн. ед.; для второй подгруппы второй группы – 1,5 отн. ед. Получается следующее: в межструктурной зоне плотность тектонических разломов выше, чем в самой структуре, поэтому третья группа выделилась вследствие доминирующего тектонического фактора образования нефтегазоносных залежей. Такие же площади (подгруппа 2/2), на которых структурный фактор играет важную роль в образовании залежей углеводородов, вошли во вторую группу исследуемых данных.

Сопоставление числа месторождений с количеством извлекаемых запасов для первых двух групп месторождений определило неплохую положительную корреляционную зависимость с $R_1 = 0,88$ и $R_2 = 0,55$. Только для третьей группы никакой связи обнаружено не было, но выявилась обратная зависимость количества извлекаемых запасов с показанием ГК, с коэффициентом $R_3(p/a) = -0,87$. По всей видимости, интенсивный приток кислых флюидов и УВ с нижних слоев литосферы по вертикальным каналам миграции в зонах с повышенной тектонической активностью (грабен-рифты) приводит к выщелачиванию содержания урана в баженновской свите и образованию нефтегазоносных залежей в неструктурных ловушках (см. рис. 2). А так как залежи УВ образуются в межструктурных зонах с повышенной проницаемостью, то количество запасов не связано с числом месторождений. По перспективности усредненная величина извлекаемых запасов УВ (P) третьей группы месторождений идет вслед за второй: $P_1 = 27,5\%$; $P_2 = 39,8\%$; $P_3 = 32,7\%$.

Результаты данной работы указывают на то, что для определения нефтегазовых залежей, прежде всего, необходимо проведение исследований на предмет выявления глубинных тектонических нарушений фундамента. Для этого можно использовать новые технологические методы и приемы обработки сейсмических данных МОГТ-3D, позволяющие выявлять разломы растяжения, а также новые методы интерпретации материалов геофизических исследований скважин, выяв-

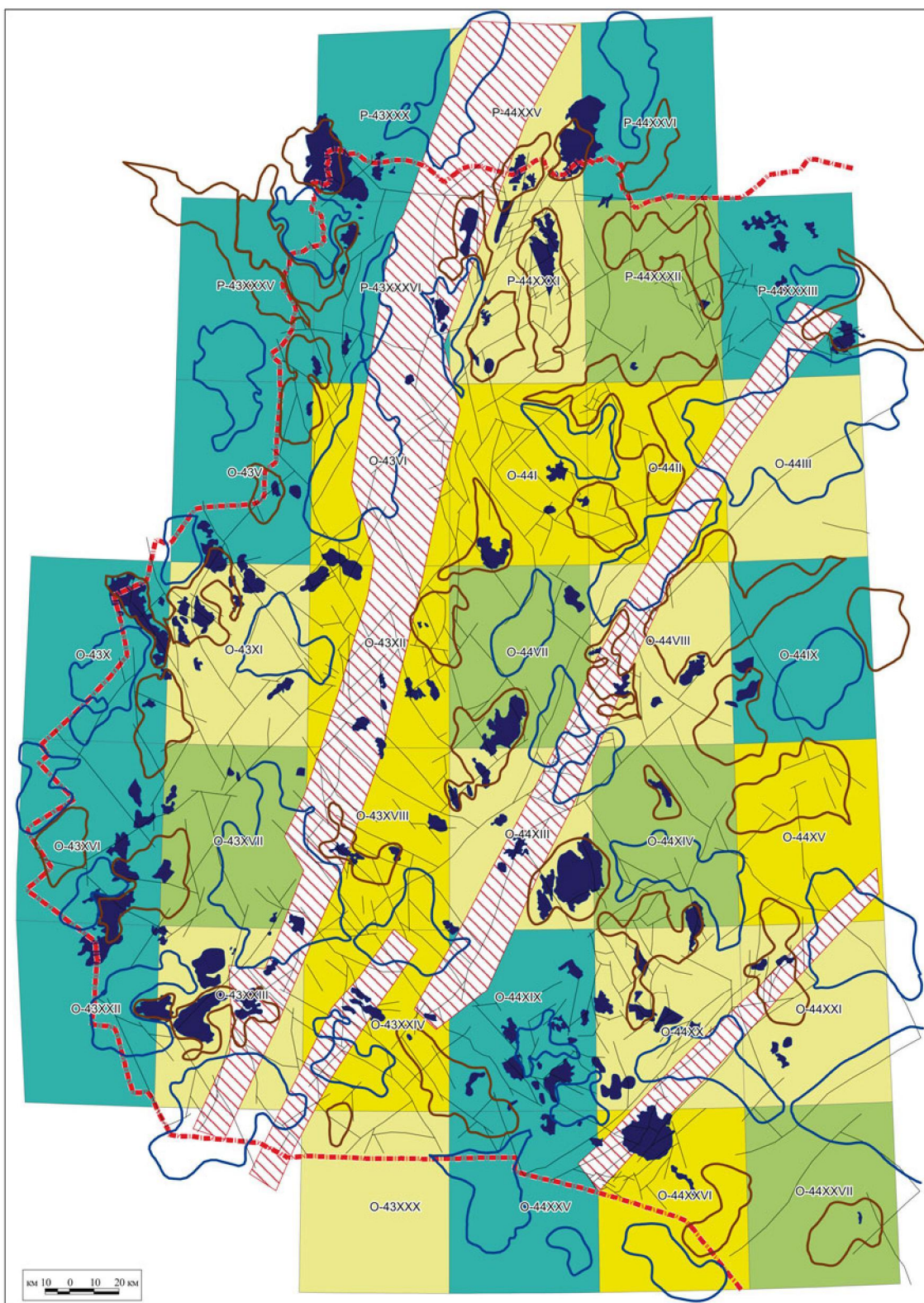


Условные обозначения:



Рис. 1. Карта распределения естественной радиоактивности в баженовской свите на западной территории Томской области:

1 – контур месторождений; 2 – номер квадрата; 3 – граница Томской области; 4 – изолинии радиоактивности; контур структур I порядка: 5 – положительные, 6 – отрицательные



Условные обозначения:

- | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|---|--|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | O-44I 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|--|--|--|--|--|--|---|--|---|--|--|

Рис. 2. Распределение групп нефтегазовых месторождений на западной территории Томской области: Зоны распространения групп-подгрупп: 1 – I группа, 2 – II группа 2-я подгруппа, 3 – II группа 1-я подгруппа, 4 – III группа; 5 – номер квадрата; 6 – разломы по фундаменту; 7 – граница Томской области; 8 – раннемезозойские грабен-рифты; 9 – контур месторождений; контур структур 3 порядка (Конторович В.А., 2001); 10 – положительные, 11 – отрицательные

Заключение

Итак, обобщение проведенного анализа по результатам исследований позволяет сделать следующие выводы:

1. На исследуемой территории Томской области доминирующим фактором образования нефтегазовых месторождений является присутствие разломов по фундаменту, контролирующих вертикальную фильтрацию углеводородов из нижних слоев литосферы.

2. Вычисление извлекаемых запасов УВ по всем месторождениям изучаемой территории позволило определить доли запасов УВ, относящихся к различному генезису, а именно связанных с ОВ баженовской свиты – 30 % и с глубинной миграцией – 70 %. По площадному распределению доли площадей с различным генезисом УВ несколько отличаются: связанных с ОВ баженовской свиты – 25 % и с глубинной миграцией – 75 %.

3. На нефтегазовые залежи, генетически связанные с ОВ баженовской свиты, наложены интенсивные процессы, генетически обусловленные глубинной флюидомиграцией и контролирующие запасы УВ.

Таким образом, при поиске углеводородного сырья имеет смысл пересмотреть методику самого поиска и использовать новые технологии выявления нефтегазовых залежей, основанные на обнаружении не только ловушек, но и каналов вертикальных глубинных флюидопотоков, разломов растяжения и проницаемых зон фундамента.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
2. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа: пер. с англ. – М.: Мир, 1994. – 255 с.
3. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 12. – С. 30–38.
4. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1982. – 368 с.
5. Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. – СПб.: ВНИГРИ, 2007. – 328 с.
6. Зубков М.Ю. Анализ распределения К, U, Th и В в верхнеюрских отложениях центральной части Красноярского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов // Геохимия. – 2001. – № 1. – С. 51–70.
7. Особенности формирования баженовской свиты при переходе от юры к мелу в центральной части Западной Сибири / В.Г. Эдер, А.Г. Замрайлова, Ю.Н. Занин, Е.М. Хабаров, П.А. Ян // Литосфера. – 2015. – № 3. – С. 17–32.
8. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): дис. ... д-ра геол.-минер. наук. – М.: МГУ, 2009. – 330 с.

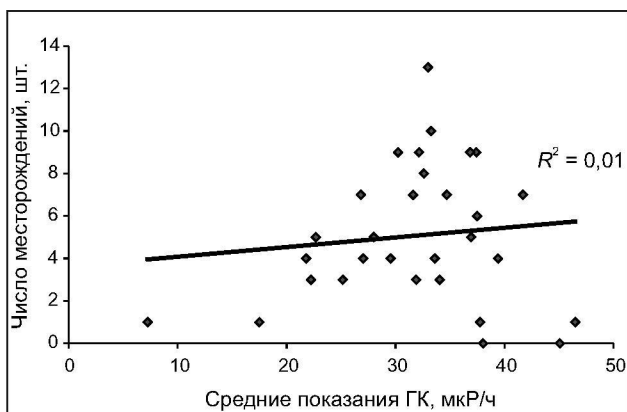


Рис. 3. Сопоставление числа месторождений на площади сетки четырехугольников со средним показанием гамма-каротажа скважин баженовской свиты данной сетки территории Томской области

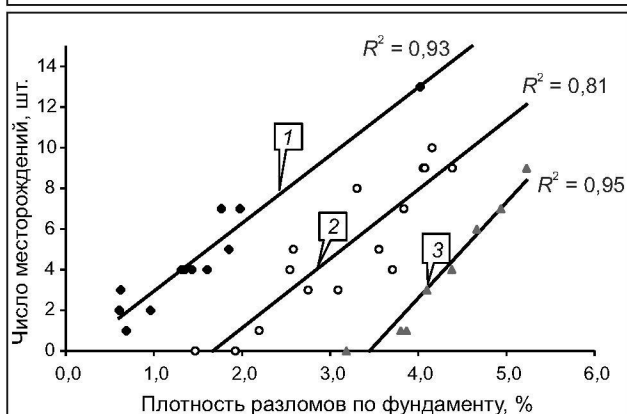


Рис. 4. Сопоставление числа месторождений на площади сетки четырехугольников с плотностью разломов по фундаменту в четырехугольниках данной сетки на территории Томской области, где 1–3 – группы площадей нефтегазовых месторождений

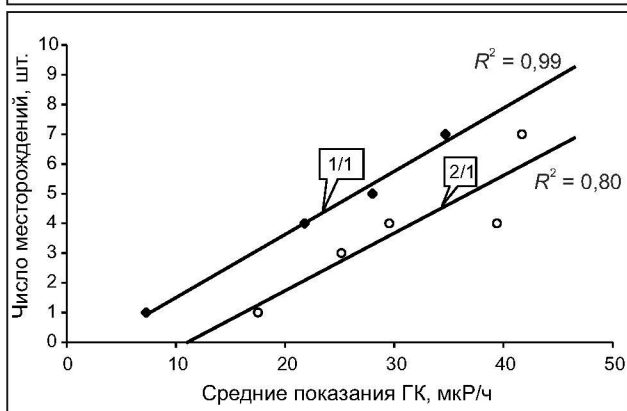


Рис. 5. Сопоставление числа месторождений на площади сетки четырехугольников со средним показанием гамма-каротажа скважин баженовской свиты данной сетки территории Томской области, где 1/1, 2/1 – подгруппы площадей четырехугольников

ляющие интенсивности вторичных процессов, обусловленных притоком глубинных флюидов по вертикальным тектоническим разломам и трещинам [8–10].

9. Мельник И.А. Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2014. – № 9. – С. 22–27.

10. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам ГИС. – Дюссельдорф (Германия): Изд-во "LAP LAMBERT Academic Publishing", 2016. – 148 с.

LITERATURA

1. Vassoevich N.B. Izbrannye trudy. Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdenie nefii. – М.: Nauka, 1986. – 368 s.

2. Perrodon A. Istoriya krupnykh otkrytiy nefii i gaza: per. s angl. – М.: Mir, 1994. – 255 s.

3. Timurziev A.I. Sovremennoe sostoyanie gipotezy osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefii (voprosy migratsii UV) // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 12. – С. 30–38.

4. Rezvanov R.A. Radioaktivnye i drugie neelektricheskie metody issledovaniya skvazhin. – М.: Nedra, 1982. – 368 s.

5. Neruchev S.G. Uran i zhizn' v istorii Zemli. – SPb.: VNIGRI, 2007. – 328 s.

6. Zubkov M.Yu. Analiz raspredeleniya K, U, Th i B v verkhneyuryskikh otlozheniyakh tsentral'noy chasti Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir') s tsel'yu ikh stratifikatsii, korrelyatsii i vydeleniya v nikh potentsial'no produktivnykh plastov // Geokhimiya. – 2001. – № 1. – С. 51–70.

7. Osobennosti formirovaniya bazhenovskoy svity pri perekhode ot yury k melu v tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri / V.G. Eder, A.G. Zamiraylova, Yu.N. Zanin, E.M. Khabarov, P.A. Yan // Litosfera. – 2015. – № 3. – С. 17–32.

8. Timurziev A.I. Noveyshaya sdvigovaya tektonika osadochnykh basseynov: tektonofizicheskiy i flyuidodinamicheskiy aspekt (v svyazi s neftegazonosnost'yu): dis. ... d-ra geol.-miner. nauk. – М.: MGU, 2009. – 330 s.

9. Mel'nik I.A. Vtorichnaya kaolinizatsiya peschanykh plastov kak priznak tektonicheskikh narusheniy osadochnogo chekhla // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2014. – № 9. – С. 22–27.

10. Mel'nik I.A. Opredelenie intensivnosti geokhimicheskikh protsessov po materialam GIS. – Dyussel'dorf (Germaniya): Izd-vo "LAP LAMBERT Academic Publishing", 2016. – 148 s.

УДК 553.98(262.81)

РОЛЬ РАЗРЫВНОЙ ТЕКТониКИ В ПОНИМАНИИ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ, ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СРЕДНЕГО КАСПИЯ

А.Н. Лесной, Н.В. Дорофеев, А.В. Бочкарев, Е.В. Анапьева, Ю.С. Осипова, О.В. Щукина
(ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг")

Предмет обсуждения. С вводом в эксплуатацию горизонтальных добывающих скважин на месторождении им. Ю. Корчагина расширилась доказательная база некоторых постановочных концепций строения месторождений морской части Ракушечно-Широтной зоны поднятий (далее РШЗП) на южном ограничении структуры первого порядка – кряжа Карпинского – уникального геоструктурного элемента на стыке двух разновозрастных платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской) и двух нефтегазоносных провинций (Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской). Прежде всего это вопросы, связанные с пониманием тектонической принадлежности отдельных частей месторождения, порядка, морфологии и роли разрывных нарушений в создании реальных моделей строения структур (пликативная или блоковая), а также процессов формирования и переформирования залежей углеводородов (УВ) и технологии их разработки. Решение этих вопросов в настоящее время и в будущем будет существенным образом влиять на эффективность разведки (доразведки) и разработки месторождений Среднего Каспия.

Целевым объектом рассмотрения являются важнейшие структурные элементы месторождений, влияющие на разработку нефтяных и газовых частей залежей, –

разрывные нарушения, представленные сбросами и сбрососдвигами (кулисами) (в дальнейшем под общим названием сбросы). В этом отношении лучше других изучено месторождение им. Ю. Корчагина, которому соответствуют складка и структура под названием Широтные. В ряде случаев привлекались материалы по сбросам и другим месторождений РШЗП.

Основные черты геологического строения территории исследований. Из общей схемы тектонического районирования (П.В. Медведев, 2003) РШЗП является южным ограничением кряжа Карпинского (Карпинско-Мангышлакского сложного вала). Кряж является инверсионной частью узкого и протяженного Припятско-Днепровско-Донецко-Карпинского авлакогена и в настоящее время вместе с Восточным Донбассом представляет собой в значительной степени размытое (до 5 км верхнесреднекаменноугольных отложений) складчатое сооружение с предельно преобразованными осадочными породами (до фации зеленых сланцев и графита), как и на всем Предкавказье [3, 5, 15].

На юге РШЗП граничит с Южной ступенью (продолжение системы Маньчжских прогибов), на севере – с Северо-Ракушечным прогибом, входящим в систему Джанайско-Южно-Бузачинских депрессий. По границе между РШЗП и Южной ступенью проходит южная