

Методика поиска нефтегазоносных структур с помощью термотомографии была известна еще в 20 веке, но до сих пор не воспринимается серьезно, хотя может сэкономить на проведении поисковых работ миллионы долларов. Метод заключается в составлении трехмерных моделей распределения тепловых потоков и температур, что дает возможность получить срезы геотермического поля практически на любой глубине и определить уровень, благоприятный для образования УВ (в пределах 110–190 °С). Также позволяет прогнозировать размещение месторождений и глубину залегания УВ.

Метод был тестирован в изученных геотермических районах в акватории Баренцева моря. Первая построенная 3D модель показала его эффективность [4]. Известные месторождения УВ находились как раз в пределах определенных термических куполов, которые были построены в трехмерных моделях. Нефть залегала точно в том диапазоне, который был рассчитан для геотермической аномалии. Точно такое же совпадение получилось и на месторождениях Карского моря, Припятской впадине, Северогерманской впадине.

Проанализировав все закономерности, ученые решили заняться отработкой метода на перспективном, но не изученном районе – в акватории моря Лаптевых. Специально для этой местности была разработана своя 3D-модель, которая показала наличие 2-х термических куполов. Исходя из полученных данных, ученые обозначили район поиска в виде треугольника, в качестве вершин которого выступали остров Столбовой и устья двух рек – Яны и Лены. По предварительной оценке нефтяной разведки стоимость этого прогноза оказалась очень низкой – 300 тысяч рублей.

По словам М.Д. Хуторского, главное преимущество метода состоит в его экономичности по трудовым затратам и по стоимости.

Недостаток применяемых сегодня методов – невозможность точно определять, что располагается на нужной нам глубине – нефть или вода, необходим комплекс различных методов. Использование метода термотомографии позволит уменьшить затраты на буровые работы не требуя проведения дополнительных измерений, а оперируя полученными данными тепловых потоков. Термографическую модель оценки нефтегазоносности можно построить практически на любой территории [4].

Литература

1. Большая энциклопедия нефти и газа. Электромоделирование. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id613365p1.html>
2. Геофизические методы исследования земной коры. Глава 5. Терморазведка. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.astronet.ru/db/msg/1173309/page47.html>
3. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
4. Российские учёные нашли дешёвый способ поиска нефти. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://strf.ru/material.aspx?CatalogId=21731&d_no=43623.
5. Хуторской М.Д. Тепловой поток в областях структурно-геологических неоднородностей. – М.: Наука, 1982. – 80 с.
6. Ященко И.Г., Полищук Ю.М., Рихванов Л.П. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств нефтей с уровнем теплового потока (на примере Западной Сибири) // Геология нефти и газа, 2003. – № 3. – С. 17 – 23.

ВЛИЯНИЕ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ (ПУРТАЗОВСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.Р. Исаева

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассмотрение современного состояния локального прогноза нефтегазоносности показывает, что для выявления залежей становится необходимым изучение механизмов аккумуляции углеводородов, а это значит, что необходимы исследования геохимии органического вещества, особенностей стадийных и наложенных эпигенетических изменений коллекторов и покрышек, а также получение ряда других сведений, которые раньше при поисковых работах фактически были не нужны [1, 2, 5].

Известно, что не только первично седиментационные условия, но и постседиментационные процессы влияют на формирование порового пространства [3]. С целью оценки их влияния был проведен статистический анализ и исследованы зависимости между петрографическими, петрофизическими и геохимическими параметрами. Были использованы данные параллельных измерений для 154 образцов, отобранных при изучении 7 глубоких скважин, пробуренных в пределах Пуртазовской нефтегазоносной области на восточном борту Западно-Сибирского седиментационного мегабассейна.

Образование дополнительного порового пространства связано с наличием дислокационных процессов и с перераспределением вещества внутри осадочной толщи. В результате проведенных исследований было выявлено, что при стадийных процессах происходит незначительное растворение и перераспределение вещества. В основном, они приводят к уплотнению песчаных пород, отжатию вод из глинистых пород и др. [6].

В свою очередь, дислокационно-метасоматические процессы, связанные с перемещением углекислоты, могут значительно повлиять на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород. То есть, большей частью, именно наложенно-эпигенетические процессы влияют на «привнос-вынос» химических элементов [3].

Зоны наложенного эпигенеза распространены не на всей территории осадочного бассейна, а локально, как правило, только вблизи зон разломов, трещиноватости, т.е. там, где возможно осуществление разгрузки избыточного давления и внедрения углекислотных флюидов [4]. А также вблизи залежей, где в результате окисления углеводородов, образуется углекислый газ, который растворяясь в пластовых водах, влияет на отложения осадочной толщи.

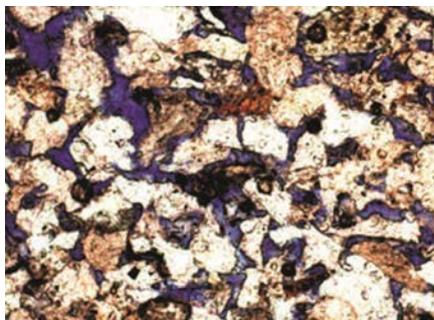


Рис. 1. Образование вторичной извилистой пористости при воздействии углекислотных флюидов. Скв. Хикиглинская 1, гл. 2893,0 м. Николи // Ув. 10

Зоны развития углекислотного метасоматоза в проницаемых породах могут быть выявлены по изменению концентрации многих макро- и микроэлементов, принимающих участие в этих процессах. При этом возможно использование и различных аналитических методов.

Для выявления зон развития улучшенных коллекторов в данной работе использовалась величина геохимического равновесия между ураном и Al_2O_3 [7]. Как показали проведенные исследования, реакции наложенного эпигенеза, протекающие в системе вода-порода [3], приводят к значительному (до 4-х раз) изменению величины U/Al_2O_3 . При этом нельзя не отметить, что процессы стадийного эпигенеза не оказывают существенного влияния на величину U/Al_2O_3 . Зоны улучшенных коллекторов, обусловленных процессами наложенного эпигенеза, как правило, совпадают с зонами развития отрицательных геохимических ореолов урана. Данные интервалы с аномалиями урана изучались более подробно с помощью петрографических методов исследования, в результате которых были выяснены следующие факты.

Углекислотный метасоматоз ответственен за процессы растворения с образованием вторичного пустотного пространства в виде пор, микропористости, каверн и др. (рис. 1). Также в результате воздействия углекислоты происходит переотложение минерального вещества, при этом образуются зоны цементации.

В них, как правило, в результате химических реакций фиксируются такие явления, как каолинизация (рис. 2), окремнение и карбонатизация.

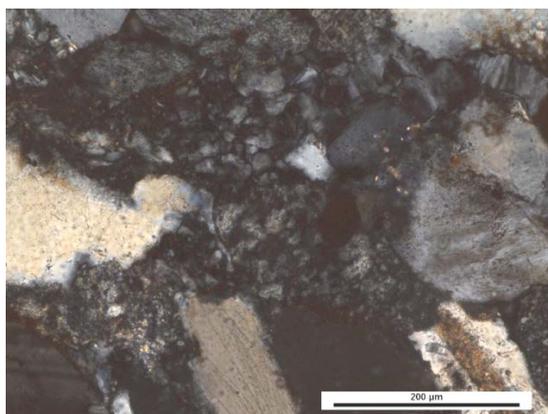


Рис. 2. Вторичный каолиновый цемент. Николи ×. Ув. 20. Скв. Западно-Лодочная-1, гл. 2434,0. Величина $U/Al_2O_3=0,117$

В результате проведенных исследований было определено, что процессы вторичной минерализации (карбонатизация, окремнение, слюдизация) и битуминизация ухудшают ФЕС. При статистической обработке данных (коэффициентов открытой пористости и проницаемости) выяснилось, что процесс каолинизации способствует формированию вторичного пустотного пространства, особенно увеличивая проницаемость пород. Кроме этого, каолинит, являясь гидрофобным минералом, резко улучшает коллекторские свойства пород и благоприятствует нефтеотдаче [1]. Из таблицы видно, что в алевро-песчаных породах наряду с увеличением содержания каолинита, увеличивается проницаемость, при этом уменьшается плотность и остаточная водонасыщенность пород.

Таблица

Зависимость петрофизических характеристик алеврито-песчаных пород
от количества новообразованного каолинита (скв. Северо-Тукюландская-1)

№ п/п	Свита	Породы	Класс коллектора	Кпр, $\text{п} \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Плотность объемная, г/см ³	Ков, %	Каолинит, %
1	Яковлевская	Песчаники кр/ср/м/з	1	3988	1,94	12,4	85,8
2		Песчаники кр/ср/м/з	2	592,5	2,05	14,8	80
3		Песчаники ср-м/з, м/з	3	272,05	2,08	21,2	83
4		Песчаники ср-м/з, м/з	4	43,98	2,16	29,8	77,9
5		Песчаники ср-м/з, м/з	5	3,81	2,21	52,7	82
6	Малохетская	Песчаники ср-кр/з	1	1674	2,08	10,7	79
7		Песчаники ср-кр/з	3	265,99	2,15	19,6	76
8		Песчаники ср-кр/з	4	33,62	2,20	28,7	61
9		Песчаники ср-кр/з	5	5,73	2,23	43,5	91
10		Песчаники ср-м/з	3	171,04	2,16	22,3	57
11		Песчаники ср-м/з	4	26,39	2,21	31,06	76,7
12		Песчаники ср-м/з	5	5,81	2,25	37,9	69
13		Песчаники ср-м/з	Н/к	0,23	2,55	53,8	67,5
14	Суходудинская	Песчаники ср-м/з, м/з	5	3,94	2,28	36,6	24,3
15		Песчаники ср-м/з, м/з	6	0,58	2,27	45,2	41
16		Песчаники ср-м/з, м/з	6	0,46	2,30	47,7	29
17		Песчаники ср-м/з, м/з	Н/к	0,12	2,56	53,2	0
18	Нижнехетская	Песчаники м-ср/з	Н/к	0,20	2,52	70,8	20
19		Песчаники м-ср/з	Н/к	0,13	2,59	76,8	0
20		Алевролиты	Н/к	0,13	2,56	89,9	0

Подводя итог анализа реакций взаимодействия в системе вода-порода, отметим, что многообразие вторичных минералогических изменений в значительной степени обусловлено процессом углекислотного метасоматоза. Интенсивное углекислотное выщелачивание – главный фактор формирования зон улучшенных коллекторов. Чем шире и ярче проявился в осадочном бассейне углекислотный метасоматоз, тем больше вероятность появления разнообразных минералогических ассоциаций в этом бассейне и тем больше неоднородностей в новообразованном пустотном пространстве пор и полостей, эффективных и неэффективных коллекторов.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что улучшение коллекторских свойств песчаных пластов в нижне- и среднеюрских отложениях возможно только за счет реакций наложенного эпигенеза, протекающих в системе вода-порода. И, следовательно, прогноз зон развития улучшенных коллекторов фактически связан с прогнозом зон развития процессов наложенного эпигенеза. Но при этом необходимо учитывать не только геохимические, но и петрографические особенности разреза, выявлять зоны растворения и цементации.

Литература

1. Вильковская И.Ю., Сердюк З.Я., Зубарева Л.И., Кирилова Н.В., Стефаненко О.Н., Бубнова Е.С. О постседиментационных изменениях в породах юрско-неокомских пластов, их влияние на коллекторские свойства и нефтеотдачу // Материалы VII всероссийского литологического совещания «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории», Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 1. – С. 163 – 167.
2. Ескин А.А., Морозов В.П., Королёв Э.А., Кольчугин А.Н. Каналы восходящей миграции флюидов в зонах заводнения карбонатных коллекторов турнейского яруса // Материалы VII всероссийского литологического совещания «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории», Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 1. – С. 298 – 301.
3. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Ленинград: Недра, 1992. – 239 с.
4. Лифшиц С.Х. Роль глубинных флюидов в формировании и генезисе газонефтяных залежей // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всероссийской конференции. – М.: Геос, 2008. – С. 278 – 281.
5. Перозиио Г.П. Эпигенез терригенных отложений осадочных пород юры и мела юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 159 с.
6. Сергеева Э.И. Эпигенез осадочных пород: Учеб. пособие. – СПб.: Изд-во С.-Петерб. ун-та, 2004. – 152 с.
7. Столбов Ю.М., Столбова Н.Ф. Оценка интенсивности процессов флюидомиграции на Ванкорской площади по результатам прикладных ядерных литогеохимических исследований разрезов глубоких скважин. // Известия

Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – №1. – Т. 323. – С. 83 – 86.

8. Столбов Ю.М., Столбова Н.Ф. Основные черты прикладной ядерной геохимии урана нефтегазоносных осадочных бассейнов // Труды IV международной конференции «Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С. 493 – 495.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ Ю₁^(МУ), Ю₁³⁻⁴ ОДНОГО ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Ф. Казанцев

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», г. Ноябрьск, Россия

Традиционно неотъемлемой частью среди задач, которые должны быть решены по окончании бурения скважин, является анализ геолого-геофизических особенностей пород исследуемого горизонта, а именно физико-литологические свойства пластов-коллекторов. При этом данные исследования являются главным этапом в характеристике нефтеносности исследуемого района.

В связи с ориентированностью работы на выявление физико-литологических свойств коллекторов пласта Ю₁^(МУ)³⁻⁴ горизонта Ю₁ одного из перспективных участков Томской области, в данной статье особое внимание уделено строению и составу отложений юрской системы (васюганская свита).

По наличию региональных геологических и сейсмических реперов, расположению в разрезе горизонтов – коллекторов и покрышек, а также с учетом условий формирования осадочного чехла, в юрской системе выделяется четыре стратиграфических комплекса отложений.

Эти комплексы: геттанг-раннетоарский, верхний тоар-ааленский, байос-батский, келловей-волжский являются самостоятельными объектами поиска месторождений нефти и газа. Келловей-волжский комплекс включает в себя отложения васюганской и баженовской свит, формирование которых проходило в прибрежно-, мелководно- и глубоководноморских условиях [1]. На данном участке комплекс вскрыт скважинами и наиболее хорошо исследован.

Васюганская свита (келловей-оксфорд) в соответствии с существующей методикой расчленения и корреляции разделяется на нижневасюганскую подсвиту, которая представлена аргиллитами с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников и залегает на отложениях тюменской свиты, и верхневасюганскую подсвиту – преимущественно песчаный горизонт Ю₁. Горизонт Ю₁ в рассматриваемом районе достаточно четко делится на подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна [1].

В пробуренных на данном перспективном участке скважинах мощность горизонта Ю₁ варьирует в пределах от 32 до 39 м. Горизонт представлен подугольной (пласты Ю₁³⁻⁴, мощностью 10-22 м), межугольной (пласт Ю₁^(МУ), мощностью 8-15 м) и надугольной (пласт Ю₁¹, мощностью 2-13 м) пачками и в значительной степени заглинизирован и карбонатизирован.

Пласты представлены песчаниками серыми, полимиктовыми, мелкозернистыми, реже среднезернистыми, однородными и слоистыми (за счет растительного детрита или смены гранулометрического состава), крепко-сцементированы глинисто-карбонатным или карбонатным цементом.

Для уточнения характера насыщения коллектора обычно используют петрофизические зависимости, построенные по скважинам, расположенным непосредственно на изучаемой территории. Полученные по этим зависимостям фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и физико-литологические характеристики коллекторов (выполненные специалистами ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика»), оказались недостаточными для выполнения поставленных задач данной работы, в связи с этим, автором, по согласованию с руководством, было принято решение предоставить средние значения ФЭС и изменчивость физико-литологических свойств коллекторов горизонта Ю₁ по результатам геофизических исследований скважин (ГИС).

Зависимости параметров ФЕС приведены на рисунках 1, 2 и 3.

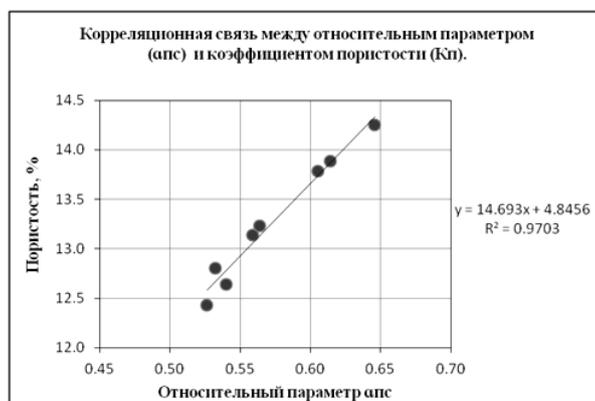


Рис. 1. Корреляционная связь между относительным параметром (α_{nc}) и коэффициентом пористости (K_n)