

## НОВЫЕ ОБЪЕКТЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ В XXI ВЕКЕ

Традиционные энергетические ресурсы в новом столетии постепенно будут уступать нетрадиционным, из которых главными будут неиспользуемые сегодня соединения углерода и водорода, а позднее – гравитационная энергия Земли и космоса. Для вовлечения в производство нетрадиционных ресурсов особое внимание следует уделять изучению природных процессов и созданию на их базе новых инженерных технологий с максимальным использованием свойств недр и космоса.

Из традиционных и нетрадиционных энергетических ресурсов особое значение имеет энергия неспаренных электронов в органических соединениях: искусственная нефть в пластовых условиях недр, энергия органических соединений при переработке горючих сланцев, угля, торфа, древесины и др., тяжелые остаточные нефти и др.

Для изучения природных процессов, связанных с формированием залежей углеводородного сырья, потребуется переход на использование новых, более информативных параметров и новых закономерностей, наблюдаемых при поисках, разведке и разработке залежей нефти и газа.

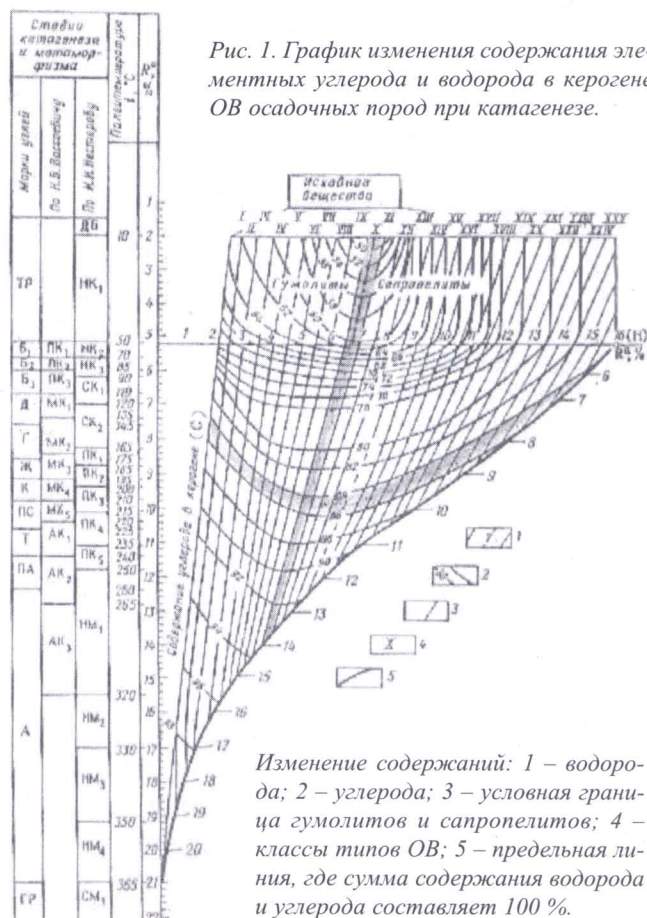
Первое – это пространственное взаимоотношение газообразных и жидких углеводородов в седиментационном бассейне, которое заключается в преобладании газа в верхних частях разреза и на окраинах бассейна. Другими словами – при прочих равных условиях, из одного и того же класса органического вещества, с увеличением катагенеза последовательно формируется следующий ряд залежей: сухого газа; тяжелых нефтяных нефтей; жирного газа; нефтегазовых, газоконденсатных; нефтегазоконденсатных; нефтяных. Существование в этом ряду газоконденсатных залежей за счет деструкции нефтяных – маловероятно. Для органического вещества восстановленного ряда, способного воспроизводить углеводороды, последовательность ряда смещается в сторону условий с меньшими стадиями катагенеза по сравнению с органикой, накапливается в окислительной обстановке.

На рисунке 1 приведен график изменения содержания элементных углерода и водорода в керогене рассеянного органического вещества. Обращает на себя внимание факт общего уменьшения содержания водорода и увеличения углерода с увеличением катагенеза, при росте концентраций водорода на меньших стадиях катагенеза с увеличением номера класса органического вещества. Эти две генеральных, противоположных по своей сути закономерности определяют пространственное распределение ресурсов жидких и газообразных углеводородов в любом седиментационном бассейне.

Второе – это распределение углеводородных ресурсов по вертикальному разрезу и латерали. По разрезу и латерали концентрация ресурсов определяется наличием ловушек, и здесь нет никаких видимых закономерностей по используемым методам прогноза. Из тысячи ловушек с объемом более 1 млн баррелей жидких флюидов залежи углеводородного сырья встречаются только в одной. Остальные 999 ловушек – водоносные без признаков нефти и газа. Традиционные технологии прогноза

стремятся обосновать только перспективные на нефть и газ ловушки, хотя по используемым критериям локального генетического прогноза и остальные 999 «пустых» ловушек не отличаются от «перспективных». Для создания новой технологии в первую очередь необходимо создать методы прогноза локальных структур и количества в них пластовых и барьерных ловушек.

В таблице приведены результаты анализа региональных и локальных сейсмических карт и профилей. Один из главных выводов заключается в том, что величина средней линейной моды дискретна, и соответственно дискретны и размеры структур различных порядков. Этот вывод дал возможность вывести закономерность дискретного распределения тектонических структур различного ранга, которая описывается графически и аналитически. Уравнение, определяющее ограничительную линию ( $N^0$ ) количества тектонических объектов в каждом дискретном треугольнике в зависимости от логарифма



Изменение содержаний: 1 – водорода; 2 – углерода; 3 – условная граница гумолитов и сапропелитов; 4 – классы типов ОБ; 5 – предельная линия, где сумма содержания водорода и углерода составляет 100 %.

средней площади (S) этих объектов, имеет вид

$$N^0 = e^{9,5939} - 0,5256 \ln S \quad (1)$$

Например, Западно-Сибирский бассейн по площади и объему пород относится к типу гиперпланетарных, и, соответственно, в пределах его можно прогнозировать почти 65 тысяч локальных объектов с 5 – 6 млн ловушек, с объемом пустотного пространства каждой более 1 млн куб. м жидких флюидов. Без каких-либо расчетов, только по вышеприведенной статистике в Западной Сибири можно предполагать почти 50 – 60 тыс залежей углеводородного сырья традиционного типа.

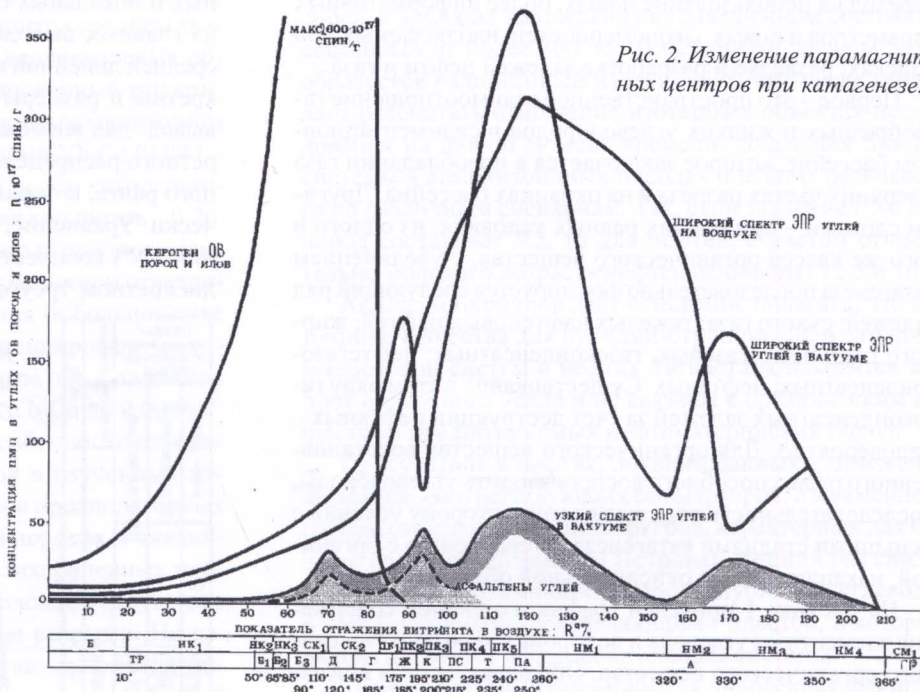
График и уравнения расчета количества тектонических объектов разной величины могут быть использованы для бассейнов любых размеров. Для этого рассчитывается площадь седиментационного бассейна, и по логарифму ее на горизонтальной оси проводится линия, параллельная уравнению (1), которая сверху ограничивает количество объектов разного ранга. При этом в математических уравнениях меняется только величина свободного члена, угловой коэффициент остается прежним.

Третье – это распределение залежей углеводородных ресурсов по стратиграфическим горизонтам. В каждом бассейне и регионе имеются региональные стратиграфические уровни, к которым приурочены залежи нефти и газа. Например, в Западной Сибири такие уровни приурочены к кровле тюменской ( $J_{1-2}$ ), васюганской ( $J_2c1 - J_{3oxf}$ ), локурской ( $K_{1art} - K_{2cen}$ ), ипатовской ( $K_{2cn-st}$ ) свитам, а также к группам пластов БС10 ( $K_{1val}$ ) и Ю0 ( $J_{3tit} - K_{1ber}$ ) и их аналогам. Очевидно, это связано с палеогеографией и типом исходного органического вещества, не всегда зависимым от условий (морских, континентальных) его накопления и размеров ловушек. Тип органического вещества является более определяющим параметром прогноза нефтегазоносности, чем параметры статической тектоники, основой которой является антиклинальная гипотеза формирования залежей. Отсюда следует главный вывод – в каждом типе органического вещества («сапропелевом» или «гумусовом») и даже более дробных классах их всегда присутствуют органические соединения, способные генерировать нефть и газ.

На рис. 1 классы органического вещества сгруппированы с постоянной дискретностью по водороду через 0,5% и по углероду – 2,0 %. Это чисто условное распределение. Более правильным было бы определение в любом органическом веществе индивидуальных соединений или их групп с определением их дискретного распределения, и по этой величине выделять классы органических соединений, каждый из которых в определенных термобарических условиях имеет свой энергетический уровень и способен производить определенное количество углеводородных и жидких гетерогенных и га-

зообразных соединений определенного состава.

К числу таких наиболее информативных показателей, определяющих нефтегазоносность пластовых систем, относится количество метильных и метиленовых групп в одном грамме керогена органического вещества и энергетическое состояние его, определяемое по концентрации парамагнитных центров на приборах электронно-парамагнитного резонанса. Следует отметить, что в исходном органическом веществе (здоровых клетках живых растений и животных, включая человека) неспаренных электронов, метильных и метиленовых групп, также как и метана – нет, или они присутствуют в количествах ниже уровня точности приборов, используемых в геологии нефти и газа. Но уже на стадии диагенеза в илах и почвах появляются эти соединения в количествах до (10 – 20)  $10^{20}$  шт/грамм или до (1– 5)  $10^{17}$  спин/грамм. Максимальное суммарное содержание метильных ( $-CH_3$ ) и метиленовых ( $-CH_2-$ ) групп в одном грамме керогена возрастет от нуля в исходном органическом веществе до (210 – 220)  $10^{20}$  на стадии начала газовой стадии катагенеза по шкале угля. При этом рост числа групп ( $-CH_2-$ ) происходит до границы БЗ и БД, а групп ( $-CH_3$ ) – до середины



стадии Г по угольной шкале катагенеза. После этих граничных пределов наблюдается падение концентрации как метиленовых, так и метильных групп.

На рис. 2 приведены усредненные кривые изменения парамагнитных центров (ПМЦ) с увеличением катагенеза органического вещества. В керогене рассеянного в породах органического вещества концентрация ПМЦ увеличивается в исходном веществе до 2  $10^{20}$  спин/г на границе БД и Г и резко снижается уже к концу газовой стадии катагенеза. В бурых и каменных углях рост ПМЦ происходит до границы тощих углей и полуантрацитов, и это обеспечивает генерацию в основном метана без жидких углеводородных продуктов.

Для оценки роли температуры и давления в процессах нефтегазообразования были проведены лабораторные исследования на керогенах из глинистых битуминозных

Уровни организа- ции	Количес- тво уров- ней	Средняя линейная мода, км	Интервал линейной моды, км	Средняя площадь, км <sup>2</sup>	Количество площадей	Суммарная площадь объектов, км <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7
1,1	3	0,49	0,42-0,56	0,21	19 400	4 082
1,2	3	0,68	0,59-0,77	0,42	11 400	4 748
1,3	3	0,97	0,85-1,09	0,85	7 500	6 378
2,1	3	1,38	1,20-1,55	1,70	6 000	10 208
2,2	3	3,18	2,60-4,01	3,17	4 650	14 732
2,3	3	6,83	5,20-8,70	6,74	3 900	26 300
3,1	3	11,90	10,4-14,5	12,14	3 250	39 440
3,2	3	27,30	20,8-34,0	26,86	2 450	65 820
3,3	3	57,80	41,6-73,6	56,98	1 950	111 110
4,1	3	101,70	83,2-130,9	98,06	1 420	139 243
4,2	3	219,60	162,4-291,4	207,60	710	147 423
4,3	3	400,70	324,8-476,6	386,70	270	104 414
5,1	3	678,00	649,6-706,3	676,90	158	106 946
5,2	3	1 444,00	1299-1589	1 431,90	77	110 973
6,1	3	3 248,00	3598-3897	3 145,00	38	119 502
6,2	3	5 852,00	5196-6509	5 828,00	27	157 361
7,1	1	10 393,00	10393	10 393,00	10	103 930
8,1	1	20 787,00	20787	20 787,00	6	124 722
Всего:	1-3.	—	0,42-20787	0,2-20787	63 216	—
1,1-1,3	9	0,71	0,42-1,09	0,397	38 300	15 208
1,3-2,3	9	3,80	1,38-6,83	3,522	14 550	51 240
3,1-3,3	9	32,80	10,4-73,6	28,28	7 650	216 370
4,1-4,3	8	240,00	83,2-476,6	163	2 400	391 081
5,1-6,2	8	2 805,00	649,6-6509	1 647	300	493 982
7-8	2	15 590,00	10393-20787	14 291	16	228 652
2,1-8	2-9.	3 734,00	1,38-20787	55,44	24 916	1 381 325

пород низов майкопской свиты Ставропольского края, баженовской и кузнецовской свит Западной Сибири. При одновременном воздействии температуры и давления от 600 до 1500 °С и от 20,0 до 100,0 МПа на каждом этапе производилось определение жидких новообразованных и газообразных углеводородов. По результатам этих опытов наиболее благоприятные условия для нефтегазообразования отмечаются при температурах 90 – 1000 °С и горном давлении 55 – 65 МПа. За пределами этих критических условий количество новообразованных углеводородов скачкообразно быстро уменьшается. По результатам опытов нами сформулирован основной закон рассеянного нефте- (битумо-) газообразования – температура, в основном, способствует образованию газообразных углеводородов, а давление смещает реакции в сторону образования более тяжелых соединений, включая жидкие, вплоть до полного прекращения реакций. Другая серия лабораторных исследований преследовала цель – выявить параметры формирования промышленных скоплений углеводородного сырья. За основу было принято предположение, что нефть и газ образуются за счет энергии стабилизации магнитного поля неспаренного электрона вокруг ядер углерода. Для этого керогены из рассеянного органического вещества и угли подвергались бомбардировке пучков электронов в электронной пушке. В результате установлено, что если в органическом веществе имелись достаточные концентрации парамагнитных центров, то при облучении возникала цепная взрывная реакция с почти мгновенным образованием газообразных продуктов реакции, состоящих в основном из метана и водорода с примесью более тяжелых углеводородов, вплоть до жидких. При облучении электронами органического вещества (антрациты), не содержащего парамагнитных центров, видимых следов преобразования его не отмечено. Облучение электронами производилось без учета давления и температуры.

Из вышеприведенной серии лабораторных исследований были намечены основные технологические пара-

метры природных процессов формирования залежей углеводородного сырья, – в пластовой системе с фиксированными термобарическими условиями необходимо органическое вещество с достаточной концентрацией парамагнитных центров и создание условий для облучения его потоком электронов, которые возникают при изменении напряженного состояния пород, вмещающих природные залежи нефти и газа. Для создания инженерной технологии выбираются пластовые системы с естественными природными условиями (температура, давление, наличие органического вещества с расчетными концентрациями парамагнитных центров) и искусственно создаются условия, имитирующие тектонические процессы с изменением напряженного состояния пород.

Такие процессы создаются при гидроразрыве пластовой системы специально подготовленными растворами с закреплением вновь образованного порового пространства фобизированными проппантами или высокопрочным песком с окатанными зернами минералов и пород. При определенной скорости гидроразрыва пластовой системы в ней возникают мощные электромагнитные поля с потоком электронов, которые взаимодействуют с неспаренными электронами органического вещества пород, образуя жидкие и газообразные соединения углеводородного сырья. Все параметры инженерной технологии могут быть достаточно точно рассчитаны на проектной стадии работ.

В Западной Сибири для получения в рентабельных промышленных количествах техногенной нефти наиболее благоприятны пластовые системы баженовской свиты с природной плитчатостью и листоватостью пород. В других районах такие условия имеются в породах низов майкопской свиты Предкавказья; южного и восточного побережья Англии в отложениях киммериджской формации; в отдельных разрезах сланцев грин-ривер США; горючих сланцев Ленинградской области и др.

В Западной Сибири по вышеприведенной технологии в скв. 592–Р Салымской площади произведен промышленный эксперимент. В скважине были проведены все известные способы возбуждения притока нефти из отложений баженовской свиты, вплоть до использования нефтяной ванны. По результатам испытаний не было зафиксировано никаких нефтегазопоявлений. Затем в баженовских битуминозных глинах был произведен гидроразрыв с закачкой в пласт проппанта при давлении 41,2 МПа. После этого скважина начала фонтанировать нефтью с дебитом 60 м<sup>3</sup>/сут. Через 10 дней дебит снизился до 26 м<sup>3</sup>/сут. В этом режиме пласт работал 1,5 года. Такие результаты получены в ОАО «Сургутнефтегаз» и др.

По предварительным расчетам в Западной Сибири техногенные ресурсы нефти баженовской свиты составляют не менее 60 млрд тонн. В Предкавказье можно добыть около 10 млрд т такой нефти, в Англии – около 15 млрд т. Для оценки техногенных ресурсов нефти глинистых битуминозных пород мира необходимо произвести специальные эксперименты. Уверен, что ресурсы техногенной нефти черных сланцев земной коры не менее внушительны, чем в традиционных карбонатных и терригенных коллекторах.