

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

5·1988

Проведение в жизнь радикальной экономической реформы мы поставили как крупнейшую политическую задачу. От ее успеха зависит выход страны к вершинам социально-экономического прогресса. Отступления тут просто быть не может.

М. С. ГОРБАЧЕВ.
Речь на Пленуме ЦК КПСС
18 февраля 1988 г.

Пролетарии всех стран, соединяйтесь!

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ОСНОВАН в ЯНВАРЕ 1957 г.

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
МИНИСТЕРСТВА ГЕОЛОГИИ,
МИНИСТЕРСТВА ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

5 • май • 1988

Гл. редактор Ф. К. Салманов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

П. А. Бродский, А. Г. Будагов, И. В. Высоцкий,
Г. А. Габриэлянц (зам. гл. редактора),
Г. Н. Гогоненков, В. А. Двуреченский,
А. Н. Дмитриевский, В. М. Добрынин,
Н. А. Еременко, В. И. Ермаков, И. П. Жабрев,
А. Н. Золотов, К. А. Клещев, Н. А. Крылов,
О. Л. Кузнеццов, Н. Н. Лисовский,
М. Ш. Моделевский, И. И. Нестеров,
Л. И. Ровнин, Н. А. Савостьянов,
В. В. Самсонов, В. В. Семенович, Н. Н. Сохранов,
Ю. И. Сысоев (зам. гл. редактора),
В. А. Теплицкий, акад. А. А. Трофимук,
Э. М. Халимов, В. П. Щербаков



Москва «Недра»

© Издательство «Недра»
«Геология нефти и газа»

из критериев поисков залежей газа на Ямале.

В связи с этим, по мнению автора, наиболее перспективны на поиски УВ в меловых отложениях северные локальные структуры полуострова, расположенные вблизи Малыгинской, Сядорской и в особенности Южно- и Северо-Тамбейской площадей, так как в этом направлении закономерно увеличивается суммарная мощность угольных пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Высоцкий И. В. Геология природного газа. М., Недра, 1979.
2. Ермаков В. И. Скоробогатов В. А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. М., Недра, 1984.
3. Панченко А. С. Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти. М., Недра, 1985.
4. Ростовцев В. Н., Строганов В. П. Зависимость масштабов газонакопления и нефтенакопления от угленосности в меловых отложениях Ямальской нефтегазоносной области. ЭИ ВНИИОЭНГ. Сер. геол., бур. и разраб. газ. м-ний. М., 1982, вып. 13, с. 1—4.

УДК 550.4:661.7:551.762.(571.1)

М. Ю. ЗУБКОВ, Н. М. ЗУБАРЕВА, А. Х. САЙФУЛЛИНА [СибНИИНП]

Органическое вещество баженовской свиты Салымского месторождения

Баженовская свита — самая богатая ОВ толща в разрезе осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. По этому признаку ее относят к основной нефтепроизводящей, а в ряде случаев, как, например, в пределах Салымского месторождения, и к нефтеносной толще.

Анализ имеющихся геолого-промышленных и геофизических данных показал, что без знания содержания, состава и соотношения отдельных компонент ОВ невозможно произвести подсчет запасов нефти в свите, используя, например, радиоактивные геофизические методы, так как для этого необходимо знать содержание и распределение водорода в слагающих баженовскую свиту минеральной и органической компонентах, а также в поровом флюиде. При выборе наиболее рентабельного способа добычи нефти (упругий режим, газлифт и т. д.) и особенно методов интенсификации, например внутрипластового горения, необходимо знание содержания ОВ и соотношения его компонент, так как этот процесс благоприятно развивается при наличии в породе определенных составляющих ОВ.

Макроскопически ОВ представлено рассеянной и концентрированной формами. Рассеянная более или менее равномерно пропитывает минеральную составляющую, обусловливая характерный темно-серый до черного цвет пород. Эта форма является основной, и на ее долю приходится от 70 до 90 % общего содержания ОВ в образцах.

Концентрированная форма ОВ представлена главным образом в виде микрослойков, линзочек, сгустков и т. п. Их толщина обычно изменяется от 0,01 до 1, реже 2—3 мм, а линейные размеры от десятых долей миллиметра до первых сантиметров. Наиболее крупные из них в сколе часто представляют собой остатки онихитов, заполненных 2*

битумоподобным веществом с раковистым изломом.

Встречаются разнонаправленные трещинки, толщиной от сотых долей до 1 мм, заполненные битумоподобным веществом, слабо растворимым в органических растворителях, а также своеобразные «псевдоморфозы» сильно метаморфизованного битума¹ по выщелоченным остаткам ихтиодетрита, обогащенного ураном, которые практически нерастворимы в хлороформе и спиртобензole.

Наличие сильно метаморфизованного битумоподобного вещества установлено с помощью углепетрографических и битуминологических исследований, в частности, с использованием прозрачных петрографических шлифов и пришлифовок пород баженовской свиты.

В проходящем свете в шлифах ОВ и битумоподобное вещество имеют темно-бурый или темно-коричневый, а в более толстых шлифах до черного цвет. В разновидностях, обогащенных кремнеземом, и особенно в радиоляриях, ОВ располагается в пустотах между раковинами радиолярий и на их поверхности. В карбонатных разностях обычно наблюдается обогащение ОВ внешних частей отдельных зерен и стяжений, что обусловлено его «очищением» в результате перекристаллизации.

Максимальное содержание ОВ характерно для глинисто-кремнистых разностей пород (до 20—25 %). Несколько ниже концентрация ОВ в кремнисто-глинистых — 15—20 % и карбонатно-кремнисто-глинистых — 10—15 %. В чисто кремнистых по-

¹ Определение типа битума и отнесение его к классу сильно метаморфизованных сделано И. А. Олли (СНИИГГиМС).

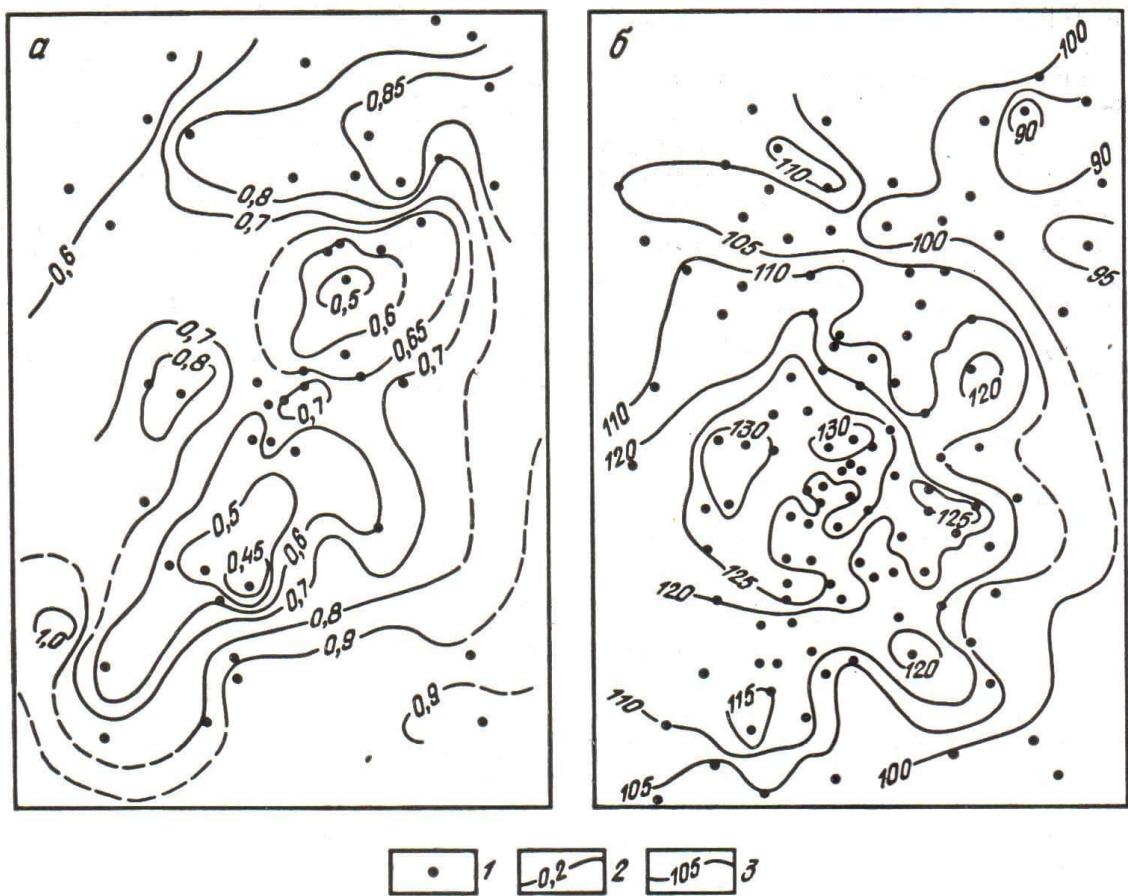


Рис. 1. Схемы изменения содержания ОВ (а) и современной пластовой температуры (б) в отложениях баженовской свиты Салымского месторождения:

1 — скважины, 2 — относительное содержание ОВ (максимальное значение принято равным единице), 3 — изотермы, °С

породах (радиоляритах) содержание ОВ невысокое — 6—8 %, а в карбонатных разностях еще ниже — 2—6 %.

Характер распределения ОВ в породах свиты в пределах месторождения вполне закономерен — происходит уменьшение его содержания от периферии к центральной части месторождения (рис. 1, а). Это объясняется более интенсивным превращением ОВ в битумоиды в наиболее высокотемпературной центральной части месторождения (см. рис. 1, б). В этом же направлении происходит увеличение степени его преобразования и соответственно уменьшение нефтегенерационных свойств, что доказывается данными термогравиметрических исследований образцов пород баженовской свиты. В наиболее высокотемпературной части месторождения ОВ практически полностью исчерпало свой генерационный потенциал (выход летучих не превышает 1—2 %) и представлено темно-коричневым до черного веществом, что обусловлено, по-видимому, ароматизацией его структуры.

Максимальные различия в современных пластовых температурах в пределах Салымского месторождения довольно велики и составляют примерно 40—50 °С. Однако столь резкое уменьшение остаточного нефтегенерационного потенциала ОВ в высокотемпературной части месторождения предполагает возможность существования в ней в про-

шлом более высоких температур. Определения температур гомогенизации газово-жидких включений (газ и конденсат), выполненные Ю. В. Щепеткиным (ЗапСибНИГНИ) по отобранным авторами образцам из кровли абалакской свиты (скв. 554, глубина 2752—2754 м), подтвердили это предложение — гомогенизация включений, захваченных кристаллами аутигенного кварца, происходила при температуре около 200 °С.

Следует отметить, что данные по гомогенизации двухфазных включений, как известно, позволяют оценить минимальную температуру, существовавшую в момент захвата включения растущим кристаллом. Поэтому вполне вероятно, что внедрившиеся в свиту флюиды имели более высокую температуру.

Таким образом, можно предположить возможность влияния на процессы нефтегенерации в пределах Салымского месторождения эндогенного фактора — перегретых водных флюидов, поступавших из фундамента и имевших температуру около 200 °С и выше.

Действительно, существующие в настоящее время в центральной части Салымского месторождения аномально высокие пластовые температуры и геотермический градиент невозможно объяснить лишь кондуктивным способом теплопереноса, исходя

из теплофизических свойств осадочных пород, без привлечения конвективного тепломассопереноса, скорее всего, в виде перегретого водного флюида. Последние данные по высокоточной сейсмике (Р. М. Бембель, 1984 г.) подтверждают наличие в этих частях месторождения столбообразных искажений временных разрезов, прослеживающихся от фундамента плиты вверх.

Рассеянные в баженовской свите битумоиды извлекались путем холодной или горячей экстракции спиртобензольной смесью из раздробленных образцов, а также хлороформом. Длительность экстракции достигала 2—3 мес. Содержание битумоидов в образцах изменяется в широких пределах (минимальные и максимальные значения изменяются на порядок), что определяется главным образом типом породы. Меньше всего битумоидов в карбонатных разностях, больше всего — в глинисто-кремнистых.

Хроматографические исследования показали, что выделенные битумоиды примерно на 40—50 % состоят из УВ до C_{30} включительно и соответственно на 50—60 % из гетеросоединений и масел. Следует, однако, отметить, что в УВ-фракции битумоидов не учтены потери, связанные с испарением самых легких УВ (примерно до C_{12}). Высокая открытая пористость образцов (определенная по керосину без предварительной экстракции) обусловлена главным образом этой причиной. Сравнение УВ-состава битумоидов и нефти Салымского месторождения подтвердило это — битумоиды резко обеднены легкими УВ, примерно до C_{12} .

При раздельном испытании различных интервалов баженовской свиты, вскрытых одной и той же скважиной (например, скв. 169), получают нефти с различными свойствами, поэтому возникает вопрос о характере изменения состава битумоидов в породах свиты по глубине. С этой целью была проанализирована УВ-часть спиртобензольных экстрактов образцов, отобранных с различных глубин из скв. 559 и 135, пробуренных в центральной части месторождения (интервалы глубин 14 и 8 м соответственно).

Анализ распределения УВ в битумоидах по глубине в каждой скважине позволил наметить следующие закономерности. С увеличением глубины отбора в скв. 559 отмечается смещение первого максимума, приходящегося на УВ C_{15} — C_{16} , в более низкомолекулярную область C_{13} — C_{14} . В среднемолекулярной области происходит аналогичное смещение максимумов с C_{18} и C_{20} на C_{17} и C_{19} соответственно. Для высокомолекулярных УВ четкой тенденции смены C_{30} на C_{29} в образцах из этой скважины не наблюдается.

В УВ-части битумоидов образцов из скв. 135 отмечаются аналогичные изменения с ростом глубины их отбора — про-

исходит смещение в низкомолекулярную область максимума с C_{15} на C_{14} . В среднемолекулярном интервале изменений не произошло — сохранились максимумы, приходящиеся на C_{17} и C_{18} . В высокомолекулярной области локальный максимум сместился с C_{30} на C_{29} .

Таким образом, с увеличением глубины залегания в породах баженовской свиты отмечается некоторое возрастание относительной доли более легких УВ в составе экстрагируемых из них битумоидов, что скорее всего связано с аномально высоким геотермическим градиентом в пределах Салымского месторождения, достигающим по данным термометрии в высокотемпературной части месторождения 1—2 °С, а в подошве свиты 4—6 °С на 10 м. Можно ожидать, что в прошлом геотермический градиент достигал еще больших значений, если сделанное выше предположение о внедрении в свиту перегретых глубинных водных флюидов верно. Этим можно объяснить заметные различия физико-химических свойств нефти и битумоидов по разрезу свиты.

Наличие битумоидов в трещинах, микрокавернах, между микрокристаллитами призматического слоя остатков раковин пелицепод, в виде микропленок в карбонатном веществе, а также включений в раковинах радиолярий и между ними указывает на возможность активной миграции битумоидов внутри самой свиты. Логично предположить, что наиболее проницаемые участки, обладающие более высокими коллекторскими свойствами, должны обогащаться битумоидами. Поэтому для оценки интенсивности миграционных процессов можно использовать битумоидный коэффициент β . Тогда отклонение той или иной точки от средней линии вверх указывает на замедленную эмиграцию или привнос битумоида в данный образец, и наоборот, точки, располагающиеся ниже нее, характеризуют образцы, из которых битумоиды эмигрировали более интенсивно или поступали более слабо (рис. 2). Интересно, что наклон средней линии, связывающей содержание битумоидов и ОВ, изменяется в зависимости от величины T_{pl} , которая является наиболее интенсивным фактором нефтеобразования. С ростом T_{pl} битумоидный коэффициент, или угол наклона линии на графике содержание битумоидов — ОВ, увеличивается. Так, по сравнению с относительно низкотемпературной скв. 170 в более высокотемпературной скв. 554 содержание битумоидов при равных концентрациях ОВ выше примерно в 1,5—2 раза (см. рис. 2).

Анализ зависимости указанного отношения от состава пород свиты показал, что четкая и однозначная связь между ними отсутствует. Это объясняется скорее всего влиянием текстурно-структурных особенностей пород свиты на перераспреде-

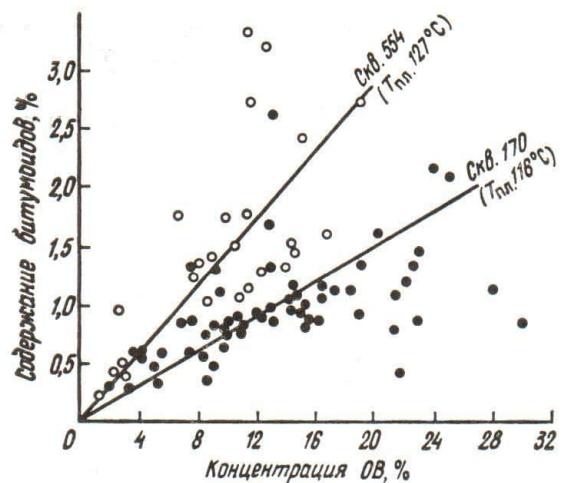


Рис. 2. Связь между содержанием битумоидов и концентрацией ОВ в образцах из баженовской свиты Салымского месторождения (анализы выполнены во ВНИГРИ)

ление в них битумоидов и коллекторскими свойствами пород. Однако несмотря на отсутствие четкой зависимости, можно отметить, что в целом с увеличением в составе пород глинистых минералов β уменьшается, а наибольшие его значения имеют кремнистые и особенно карбонатные породы.

С помощью β в разрезе скв. 554 легко выделяются три наиболее проницаемых интервала, породы которых имеют максимальные значения β — 2729—2729,5, 2738—2739 и 2752—2754 м (рис. 3). Данные высокоточной термометрии подтвердили наличие слабых притоков нефти из двух верхних и нижнего высокодебитного интервалов (см. рис. 3).

По групповому составу УВ битумоиды, содержащиеся в породах баженовской свиты, значительно отличаются от нефтей. Так, в салымских нефтях содержание метановых УВ составляет более половины (56—65 %), нафтеновых — 25—30 % и ароматических 10—15 %, а в битумоидах, по данным А. Э. Конторовича (СНИИГГиМС), концентрация метаново-нафтеновой фракции составляет около 25—26 %, ароматической — 25—27 %. Таким образом, битумоиды в отличие от нефтей содержат больше нафтеновых и особенно ароматических УВ, а метановых значительно меньше. Гетеросоединений в битумоидах также гораздо больше, чем в нефтях. Так, концентрация смол в битумоидах изменяется в пределах 37—41 %, асфальтенов — от 9 до 12 %, а в нефтях содержание смол составляет 0,5—8 %, асфальтенов — 0—1 %.

Однако состав битумоидов из образцов с высокими значениями β заметно отличается от обычных салымских битумоидов. По групповому УВ-составу и содержанию гетеросоединений они ближе всего к салымским нефтям. Содержание метаново-нафтеновой фракции достигает 60—65 %, ароматической — 20—24 %, смол — 4—5 %,

а асфальтены практически отсутствуют.

Эти результаты также свидетельствуют о том, что пропластки, сложенные породами с высокими значениями β , содержат явно перемещенные нефтеподобные битумоиды, а потому являются коллекторами или нефтепроводящими каналами, дренирующими менее проницаемые разности пород.

Пластовые нефти Салымского месторождения имеют низкую плотность — 0,605—0,720 г/см³, высокое газосодержание — 133—224 м³/т, повышенное значение давления насыщения — 12,6—19,3 МПа. Причем отмечается отчетливая связь перечисленных параметров с величиной $T_{пл}$. Нефти, полученные на участках месторождения с максимальными $T_{пл}$, обладают минимальной плотностью, максимальными значениями давления насыщения и газосодержания.

Нефтяной газ салымских нефтей богат метаном (58—63 %), однако в отличие от газа других месторождений Западной Сибири в нем этан преобладает над пропаном (табл. 1). Содержание двуокиси углерода в исследуемом газе составляет 0,21—4,26 %. Плотность его довольно высокая — 1,040—1,294 г/л. Следовательно, нефтяной газ Салымского месторождения

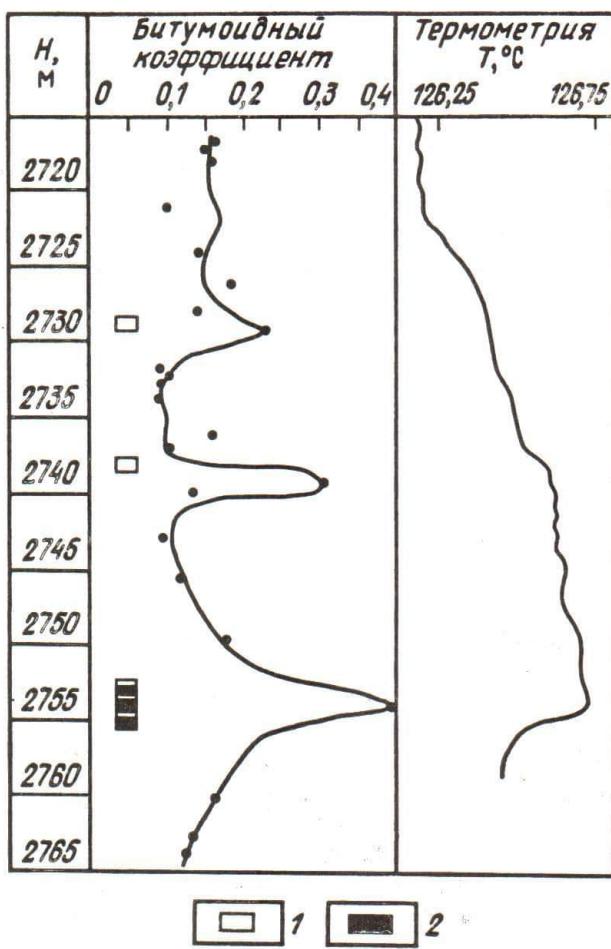


Рис. 3. Изменение битумоидного коэффициента и данных термометрии по глубине (Салымское месторождение, скв. 554):

1 — малодебитные интервалы, 2 — высокодебитные интервалы (продуктивные интервалы приведены по данным В. П. Толстолыткина и А. Б. Завьяльца)

Таблица 1

Компонентный состав нефтяного газа, пластовой и разгазированной нефти
пласта Ю₀ Салымского месторождения, %

Флюид	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₀	C ₆ H ₁₂	n-C ₆ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + +выш.
Газ	2,30	59,74	15,72	12,44	1,42	4,78	1,00	1,49	0,77
Пластовая нефть	1,37	35,65	9,59	8,04	1,02	3,85	1,16	2,22	36,90
Разгазированная нефть	—	0,11	0,48	1,61	0,46	2,52	1,43	3,25	90,14

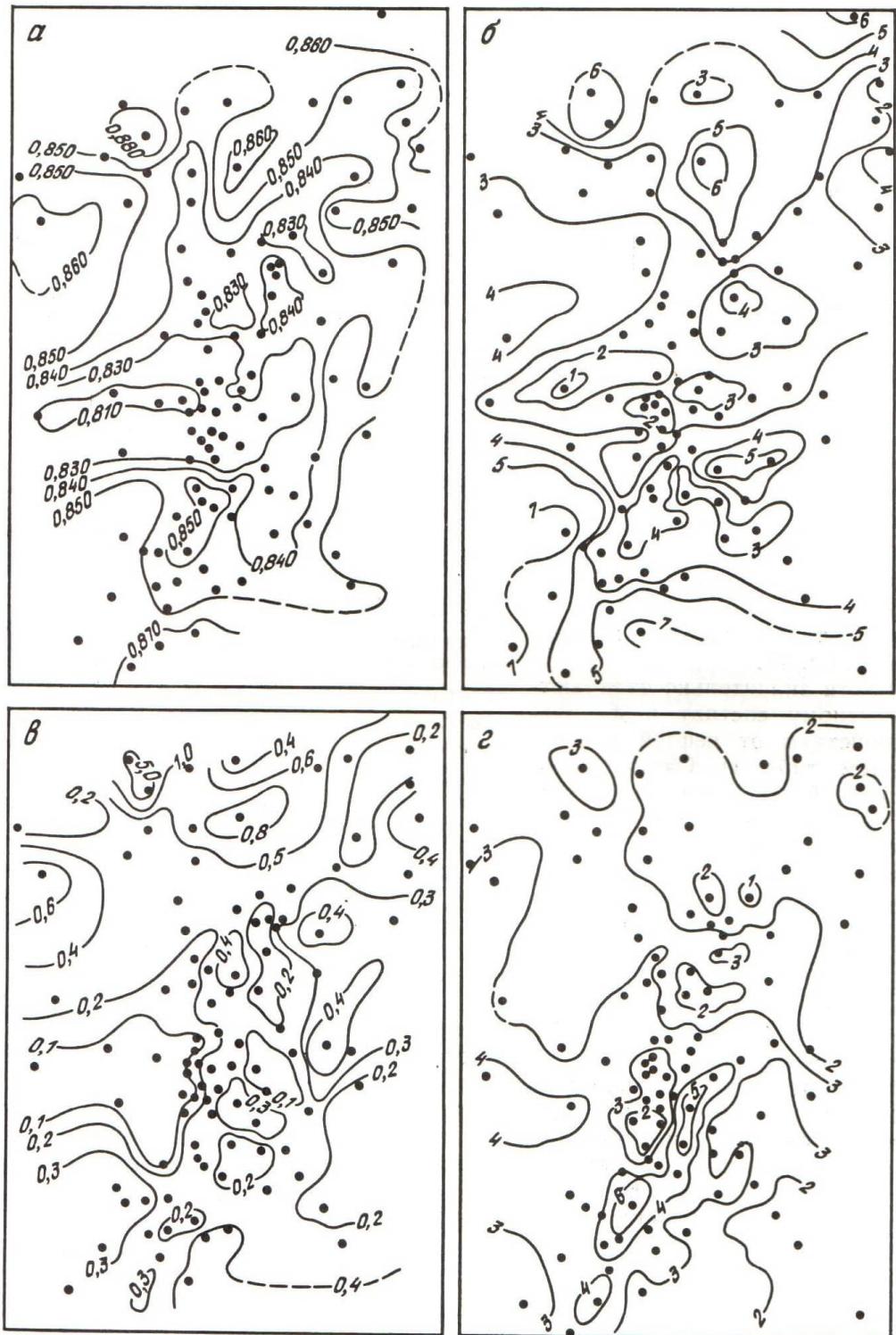


Рис. 4. Схемы изменения плотности (а), содержания смол (б), асфальтенов (в) и парафинов (г) в салымских нефтях (пласт Ю₀):

1 — скважины; изолинии: 2 — плотности нефти, г/см³. 3 — содержания смол, %. 4 — концентрации асфальтенов, %. 5 — содержания парафинов, % (при составлении схем наряду с данными авторов использованы фондовые материалы ЦЛ Главтюменьгеологии)

Таблица 2

**Компонентный состав пластовой
и поверхностной нефти залежи Ю._о
Салымского месторождения**

Компонента	Нефти, %	
	поверх- ностные	пла- стовые
Двуокись углерода	—	0,93
Азот	—	0,07
Метан	—	7,39
Этан	—	3,79
Пропан	—	4,18
Изобутан	0,002	0,71
н-Бутан	0,035	2,56
Изопентан	0,42	0,98
н-Пентан	1,24	1,79
2,2-диметилбутан	0,01	—
2,3-дмб+цикlopентан	0,14	0,08
2-метилпентан	0,66	0,69
3-метилпентан	0,30	0,38
н-Гексан	1,41	1,51
Метилцикlopентан	0,43	0,33
2,2+2,4-диметилцикlopен- ты	0,06	0,04
Циклогексан	0,43	0,41
2- метилгексан	0,37	0,42
3-метилгексан+2,3дмп	0,68	0,54
1м2+1м3-диметилцикlopен- тены	0,26	0,18
н-Гептан	1,21	1,39
Метилциклогексан	1,26	0,74
Остаток	90,99	70,89

является жирным, с большим содержанием легких УВ (см. табл. 1).

Пластовые нефти значительно отличаются по компонентному составу и физико-химическим свойствам от нефтей поверхностных проб (см. табл. 1). Однако количество анализов свойств нефтей поверхностных проб гораздо больше, чем пластовых, и их вполне достаточно для составления схематических карт изменения этих свойств в пределах Салымского месторождения (рис. 4). С известной мерой условности закономерности изменений их свойств по площади месторождения можно применить и к пластовым нефтям.

Характер изменений плотности нефтей, содержания в них смол, асфальтенов и серы в целом по месторождению довольно близок — от периферии к центральной, наиболее высокотемпературной части месторождения отмечается уменьшение значений плотности нефтей (от 0,87—0,89 до 0,81—0,82 г/см³), снижение концентрации в них смол (от 5—7 до 1—2 %), асфальтенов (от 0,5—1 до 0,01—0,05 %), серы (от 0,5—0,6 до 0,1—0,2 %). Содержание парафинов в нефтях, наоборот, увеличивается с ростом $T_{пл}$ от 1—2 до 3—4 % (см. рис. 1 и 4).

Хроматографическое исследование поверхностных проб методом имитированной дистилляции показало, что характер рас-

пределения УВ исследуемых нефтей одинаков. Кривые имеют три четко выраженных максимума, соответствующих УВ состава C₈—C₉, C₁₃—C₁₄ и C₁₇. Те же максимумы обычно характерны и для УВ, входящих в состав битумоидов, извлекаемых из пород баженовской свиты, что свидетельствует об их генетическом единстве.

Несмотря на низкие абсолютные содержания ароматических УВ в составе салымских нефтей, отмечается их относительно повышенная по сравнению с нефтями других месторождений Западной Сибири концентрация в низкокипящей фракции (до 150 °C), что указывает на высокую степень их метаморфизма. Об этом же свидетельствуют повышенные значения отношений н-гексан/изомеры гексана+циклогексан+метилцикlopентан, н-бутан / изобутан и н-пентан / изопентан, составляющие 0,73—0,8, 3,11—4,46 и 1,68—2,16 соответственно (табл. 2). О глубоких катагенетических преобразованиях салымских нефтей, обусловленных главным образом аномально высокими $T_{пл}$ свидетельствуют также особенности группового состава азотистых оснований, которые характеризуются преобладанием концентрированных ареновых структур, термодинамически более устойчивых, чем азотистые основания нефтей других залежей.

По мере эксплуатации месторождения отмечается слабое увеличение средней плотности нефтей. Так, первоначальная плотность нефти из скв. 18, 27, 28 и 64 составляла 0,8156 г/см³, а через три года — 0,818 г/см³. Изменяется и фракционный состав нефти. За три года содержание светлых фракций, выкипающих до 300 °C, увеличилось с 48 до 51,5 %, а содержание легких УВ, выкипающих до 100 °C, снизилось с 6 до 4,5 %.

Слабые изменения состава и свойств салымских нефтей по мере разработки месторождения можно объяснить следующим образом. Петрофизические исследования показали, что основное количество пор, содержащихся в породах свиты, имеет размеры всего 1—4 нм, поэтому они по существу являются молекулярными ситами и при перемещении битумоидов из пор в трещины по направлению к стволу скважины происходит разделение различных компонент битумоидов по размеру молекул.

Молекулы асфальтенов, имея размеры 5 нм и более, задерживаются в порах и практически не переходят в трещины. То же самое справедливо и для смол, размеры молекул которых немного меньше. Высокомолекулярные УВ, особенно с разветвленной структурой, также будут задерживаться в порах пород, так как имеют большой эффективный диаметр. Поэтому в трещины беспрепятственно будут переходить лишь небольшие молекулы УВ, что и объясняет слабые изменения физико-химиче-

ских свойств салымских нефти в течение продолжительного времени работы скважин.

Выводы

1. Содержание ОВ в породах баженовской свиты по площади Салымского месторождения уменьшается от его периферии к центральной наиболее высокотемпературной части, что связано с более интенсивным превращением ОВ в битумоиды под действием повышенных температур.

2. С глубиной отмечается увеличение в углеводородной части битумоидов доли легких молекул.

3. С ростом $T_{пл}$ отмечается увеличение β .

4. Продуктивные интервалы в разрезе баженовской свиты выделяются по повышенным значениям β . Состав битумоидов, получаемых из пород, слагающих эти интервалы, близок к нефтям.

5. Высокая степень метаморфизма нефти Салымского месторождения обусловлена аномально высокими $T_{пл}$, связанными скорее всего с внедрением высокотемпературных водных флюидов из палеозойского фундамента.

6. Слабые изменения состава и свойств салымских нефти в процессе длительной эксплуатации объясняются малым размером основной части битумосодержащих пор в породах свиты.

УДК 622.245.003.12

**А. Г. КОЗУБОВСКИЙ, А. П. КЛЕВЦУР, В. К. ФЕДОРЦОВ [ЗапСибБурНИПИ],
Е. В. ЛИГУС [ТЭ Главтюменьгеологии]**

Об оценке качества заканчивания разведочных скважин

Под заканчиванием скважин понимается комплекс работ, включающий все стадии их строительства от момента вскрытия продуктивного пласта бурением до передачи промыслу в освоенном виде с выявленными потенциальными возможностями. Работы, объединяемые данным понятием, очень разнообразны и зачастую несопоставимы между собой ни в техническом, ни в методическом подходах.

Методы оценки качества вскрытия продуктивных пластов разнообразны. Одни исследователи [1, 3 и др.] используют для этого результаты лабораторного эксперимента, которые сводятся к изучению степени восстановления проницаемости образца после воздействия на него буровым раствором.

Наиболее распространены методы оценки качества вскрытия, основанные на результатах гидрогазодинамических исследований: определение «скин-эффекта» как дополнительного перепада давления для преодоления зоны с ухудшенной проницаемостью, вычисление приведенного радиуса скважины, расчет параметра ОП как отношения фактического дебита скважины к теоретическому или обратной величины параметра ОП — коэффициента закупорки. Оценка качества вскрытия продуктивных пластов по материалам ГИС осно-

вана на сопоставлении результатов каротажного зондирования пласта различными методами через определенные промежутки времени (временные замеры) [5]. Получили развитие также методы, совмещающие ГИС и гидрогазодинамические исследования в единую систему: каротаж — испытание — каротаж [2].

Необходима разработка метода, применение которого позволило бы оперативно, без изменения существующей организационно-технологической последовательности строительства поисковых и разведочных скважин оценивать качество вскрытия продуктивных отложений, а в перспективе и комплекс работ по заканчиванию, как определяющего продуктивность.

Нами предлагается метод, разработанный на основе комплексного изучения условий вскрытия, освоения и исследования продуктивных отложений васюганской свиты на месторождениях Сургутского, Нижневартовского и Александровского нефтегазоносных районов. Первоначально исследовано влияние геологического факторов на качество вскрытия отложений.

Процесс заканчивания скважин условно разделен на этапы: вскрытие продуктивного интервала бурением с последующим спуском обсадной колонны и