

ПРОЛЕТАРИИ ВСЕХ СТРАН, СОЕДИНЯЙТЕСЬ!

# НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Ежемесячный научно-технический  
и производственный журнал Министерства  
нефтяной промышленности СССР и Центрального  
правления Всесоюзного научно-технического  
общества работников нефтяной и газовой  
промышленности им. акад. И.М. Губкина

5 • май • 1989

Журнал основан в январе 1920 года

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

В.Ю. ФИЛАНОВСКИЙ-ЗЕНКОВ  
(главный редактор),  
Ю.Н. БАЙДИКОВ, А.И. БУЛАТОВ,  
С.М. ГАМЗАТОВ, В.И. ГРАЙФЕР,  
В.И. ГУСЕВ, А.А. ДЖАВАДЯН,  
М.М. ИВАНОВА,  
В.Н. КОЛОМАЦКИЙ,  
Н.Н. ЛИСОВСКИЙ,  
Р.Ш. МИНГАРЕЕВ  
(зам. главного редактора),  
М.Б. НАЗАРЕТОВ  
(зам. главного редактора),  
Ю.С. РОПЯНОЙ,  
М.Л. СУРГУЧЕВ,  
С.М. ТОПЛОВ,  
В.Д. ЧЕРНЯЕВ,  
А.Ф. ШАРАЙ,  
Г.П. ШУЛЬГА,  
(зам. главного редактора),  
В.Н. ЩЕЛКАЧЕВ,  
В.М. ЮДИН



МОСКВА, "НЕДРА"

Сократить  
путь от идеи  
до внедрения  
**ПОМОЖЕТ**  
научно-  
производственное  
объединение  
**«Сейсмотехника»**

Оформление заявок на изобретения,  
переписка с Госкомизобретений.

Проведение патентных исследований.

Организация патентно-лицензионной,  
изобретательской и рационализатор-  
ской работы.

Доработка идей до технических ре-  
шений, проведение конструкторско-  
технологических разработок, экспе-  
риментальных работ, исследований и  
испытаний опытных образцов.

Для заключения договора  
на выполнение инженерных  
и консультационных услуг  
обращаться по адресу:

246020 г. Гомель, пер. Гайдара, 2,  
НПО "СЕЙМОТЕХНИКА",  
тел. 44-74-61;  
телекс 110420 РТУТЬ.

тельствуют результаты последующего бурения: в 1988 г. из 54 рекомендованных нами скважин пробурено 11, все они дали промышленные притоки нефти из продуктивных пластов неокома и юры: АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>; БВ<sub>2-3</sub>; БВ<sub>6-8</sub> и ЮВ<sub>1</sub>.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Особенности строения и нефтегазоносности неокомского комплекса Западной Сибири / С. М. Мкртчян, В. Е. Орел, С. И. Филина, Э. М. Пуркина // Геология нефти и газа.— 1986.— № 11.— С. 1—7.

2. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция / Б. В. Корнев, Ю. Б. Фаин, У. Т. Ишаев и др. // Проблемы геологии нефти и газа.— 1976.— Вып. 9.— С. 113—124.

3. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области / И. И. Нестеров, В. И. Шпильман, Г. И. Плавник, Л. Г. Судат // Геология нефти и газа.— 1985.— № 4.— С. 8—13.

4. Красильников Т. Б. Методика оценки степени перспективности подготовленных к бурению антиклинальных структур в Среднеобской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа.— 1986.— № 11.— С. 19—22.

5. Основные этапы и результаты поисковых работ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // А. Э. Канторович, В. С. Сурков, И. И. Нестеров и др. // Геология нефти и газа.— 1977.— № 11.— С. 21—25.

6. Алексин А. Г. Методология выбора приоритетных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ // Геология нефти и газа.— 1984.— № 6.— С. 24—28.

7. Исхакова Н. С., Салихов А. Г., Либерман В. Б. Анализ фонда структур на землях Татарии // Геология нефти и газа.— 1984.— № 6.— С. 7—8.

УДК 622.276.1/.4

## Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты

(В порядке обсуждения)

М. Ю. ЗУБКОВ  
(СибНИИМП)

Проблеме перспектив нефтеносности баженовской свиты посвящено много работ [1—8]. Несмотря на некоторые отличия принимаемых моделей формирования коллектора в отложениях свиты, набор используемых критериев для выделения перспективных на нефть территорий приблизительно одинаков: содержание органического вещества  $c_{OV}$  в породах не менее 6—8 %; пластовые температуры  $T_{пл}$  не ниже 95—100 °С; толщина отложений не менее 20—25 м; кажущееся удельное электрическое сопротивление КС не менее 150—200 Ом·м; мощность подстилающего и перекрывающего флюидоупоров не менее 6—10 м; естественная радиоактивность примерно более  $10^{-12}$  Кл/кг.

Такое совпадение граничных значений выбранных критериев не случайно, так как во всех указанных работах в качестве базовых использованы одни и те же результаты испытаний битуминозных отложений. Степень детальности получаемых различными авторами схем региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты (рис. 1) зависит в основном от качества и объема использованных данных геофизических исследований скважин (ГИС) и анализов керн на  $c_{OV}$ . В связи с этим большое значение имеет качество используемых материалов по испытаниям интервала залегания битуминозных отложений. В большинстве случаев опробование баженовской свиты на территории проводили совместно с другими объектами (чаще всего с пластом Ю<sub>1</sub>), что повлияло на качество мероприятия. Получение воды из интервала залегания баженовской свиты также указывает на некачественное опробование [3].

Для повышения достоверности результатов опробования нами проведен сравнительный анализ состава и свойств нефтей, ближайших по характеристике к нефтям пласта Ю<sub>0</sub> (в восточной части плиты — в основном васюганские и ачи-

мовские нефти, а в западной — нефти из отложений тюменской свиты). На территориях, где нефти пласта Ю<sub>0</sub> очень близки к ачимовским и особенно к васюганским, они скорее всего получены из этих отложений, а не из баженовской свиты. К данным территориям относятся Северо-Островная, Губкинская, Южно-Покачевская, Вачимская, Конитлорская, Кочевская, Холмогорская и другие площади. Нефти, полученные, как считают из пласта Ю<sub>0</sub>, на Красноленинском своде близки по своим свойствам к нефтям из тюменских песчанников. Следовательно, не исключена возможность неправильной интерпретации притоков, в частности, на Сосново-Мысовской и особенно Пальяновской площадях. Проведенная выбраковка сомнительных результатов испытаний позволила повысить качество испытаний (см. рис. 1, б) и уточнить граничные значения выбранных критериев.

Рассмотрим перечисленные критерии более подробно. Допуская автохтонное происхождение нефтяных залежей в баженовской свите, авторы выделяют в качестве одних из наиболее важных критериев содержание в породах свиты ОВ и современную пластовую температуру. Однако строгого обоснования минимальных значений этих параметров они не приводят, принимая, что в настоящее время свита находится в главной фазе нефтеобразования, и в качестве основного используют метод аналогий с площадями, на которых нефтеносность свиты уже доказана.

Детальные термические исследования по специально разработанной методике образцов пород из отложений баженовской свиты (более 500 анализов), отобранных в основном на территории Широкого Приобья, позволили объединить  $c_{ОВ}$  и  $T_{пл}$  в свите в один комплексный параметр — вторичную пористость  $V_{вт}$ , возникающую вследствие преобразования исходного органического вещества  $ОВ_{исх}$  в битумоиды и летучие компоненты. Для этого использовали полученную эмпирическую зависимость между современной  $T_{пл}$  и степенью превращения  $ОВ_{исх}$ .  $K$ , определяемой при помощи термических исследований образцов керн. Величина  $K$  показывает, какая часть  $ОВ_{исх}$  превратилась в битумоиды и летучие:  $K = 0,6 - \exp(-0,0328T_{пл} + 1,64)$ . Значение 0,6 — максимально возможная степень превращения  $ОВ_{исх}$ , принятая на основе данных элементного состава ОВ баженовской свиты, а также термических исследований слабодетерморфизованных образцов керн (из интервалов с низкой  $T_{пл}$ ). Остальные цифровые коэффициенты уравнения получены при обработке эм-

пирических данных методом наименьших квадратов [9]. Вычисленные значения  $K$  подставляют в формулу:  $V_{вт} = 27Kc_{ОВ_{исх}}/0,17 \times c_{ОВ_{исх}} + 10$ , при выводе которой плотность минеральной части породы принимали равной 2,7 г/см<sup>3</sup>, а органической — 1 г/см<sup>3</sup> [9].

Построенная с использованием указанной формулы схема изменения  $V_{вт}$  (без учета уплотнения) показана на рис. 1, ж. Все известные нефтепроявления в баженовской свите приурочены к площади, оконтуриваемой изолинией  $V_{вт} > 10\%$ . На территории с расчетной  $V_{вт} > 15\%$  расположены скважины с дебитами более 0,5 м<sup>3</sup>/сут., а на площади с  $V_{вт} > 20\%$  — наиболее высокодебитные (более 5 м<sup>3</sup>/сут.).

Степень сохранности возникающей  $V_{вт}$  зависит от прочностных свойств пород свиты, т. е. от их способности противостоять уплотнению и отжатию образующихся в породах битумоидов. Действительно, сопоставление расчетного количества образовавшихся битумоидов и современного их содержания показало, что коэффициент эмиграции битумоидов  $k_э$  из отложений баженовской свиты на большей части территории ее распространения близок к 0,8 и лишь на нескольких площадях (например, на Салымской) снижается до 0,6 (см. рис. 1, з). Частично это объясняется тем, что на Салымской площади баженовская свита сложена преимущественно глинисто-кремнистыми или карбонатно-глинисто-кремнистыми породами, а на других территориях она представлена существенно глинистыми и, следовательно, легко уплотняемыми отложениями.

Наличие литологических и петрофизических данных по некоторым скважинам позволило проверить справедливость высказанного предположения о зависимости степени уплотнения или сохранности  $V_{вт}$  от минерального состава пород. Типичный характер зависимости пористости от состава пород показан на рис. 2. Из него видно, что с увеличением содержания свободного кремнезема пористость возрастает, а с ростом концентрации глинистой составляющей — уменьшается. При небольших содержаниях кальцита (до 8—9%) наблюдается узкое, но высокое облако точек. В верхней его части (большие значения пористости) находятся точки, соответствующие образцам с большим содержанием кремнезема, а в нижней (малые значения пористости) — с высоким содержанием глин. В интервале, отвечающем 10—20% кальцита, отмечается сравнительно высокая пористость (более 10%). При больших концентрациях каль-

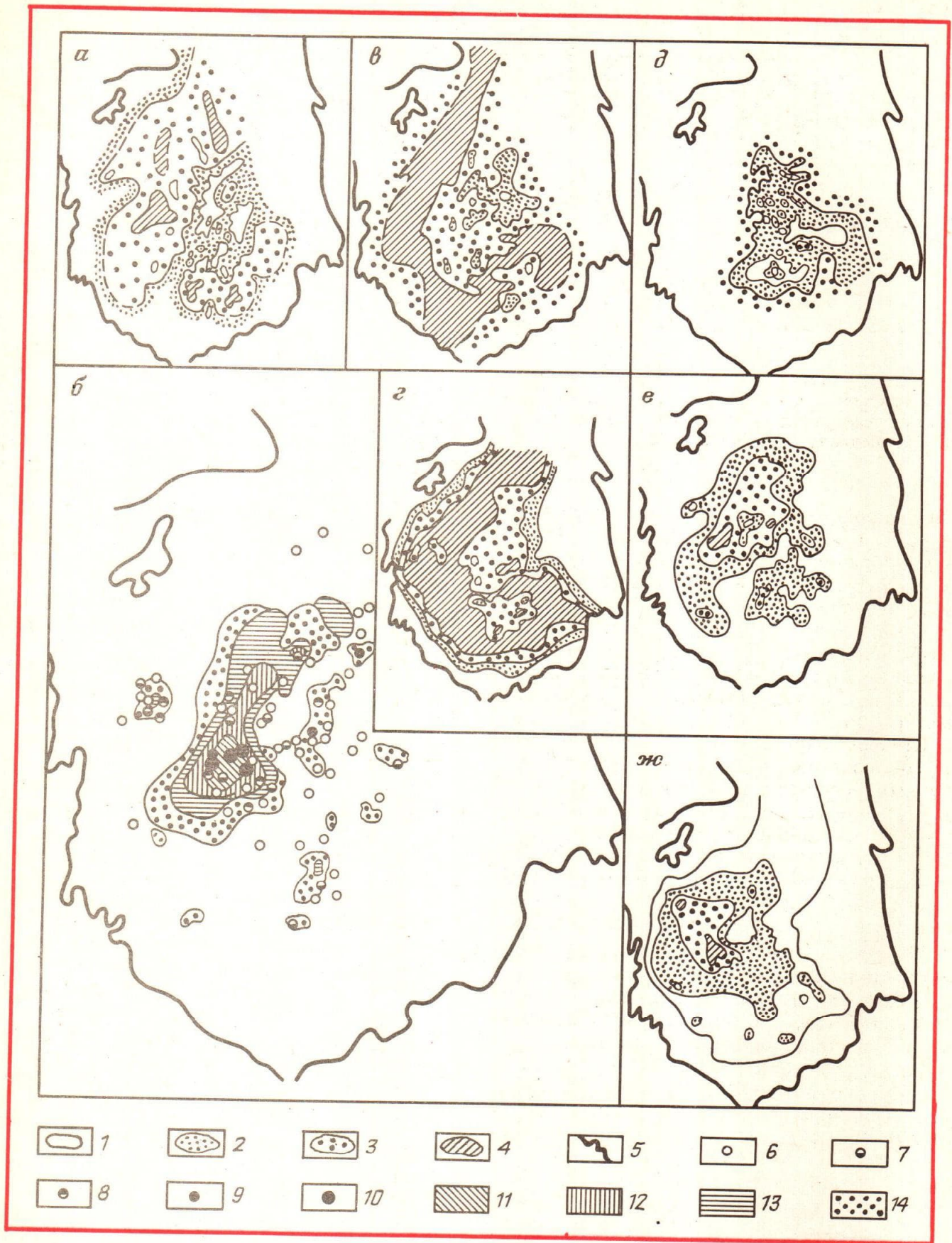


Рис. 1. Региональные схемы критериев и перспектив нефтеносности баженовской свиты на территории Западной Сибири:

*a* — изменение толщины отложений баженовской свиты и ее аналогов, м: 1 — менее 15; 2 — от 15 до 20; 3 — от 20 до 30; 4 — более 30; 5 — границы распространения отложений волжско-берриасского возраста; *б* — результаты испытаний интервала залегающей свиты; *в* — «сухие» и некачественно опробо-

ванные скважины; скважины с дебитами, м<sup>3</sup>/сут: 7 — до 2; 8 — от 2 до 5; 9 — от 5 до 10; 10 — более 10, территории различной перспективности: 11, 12, 13, 14 — соответственно первой, второй, третьей и четвертой категорий; *г* — изменение толщины флюидоупоров, перекрывающих отложения баженовской свиты, м: 1 — менее 5, 2 — от 5 до 20; 3 — от 20 до 50; 4 — более 50; *д* — изменение  $K_3$ : 1 — от 0 до 0,5; 2 — от 0,5 до 0,7; 3 —

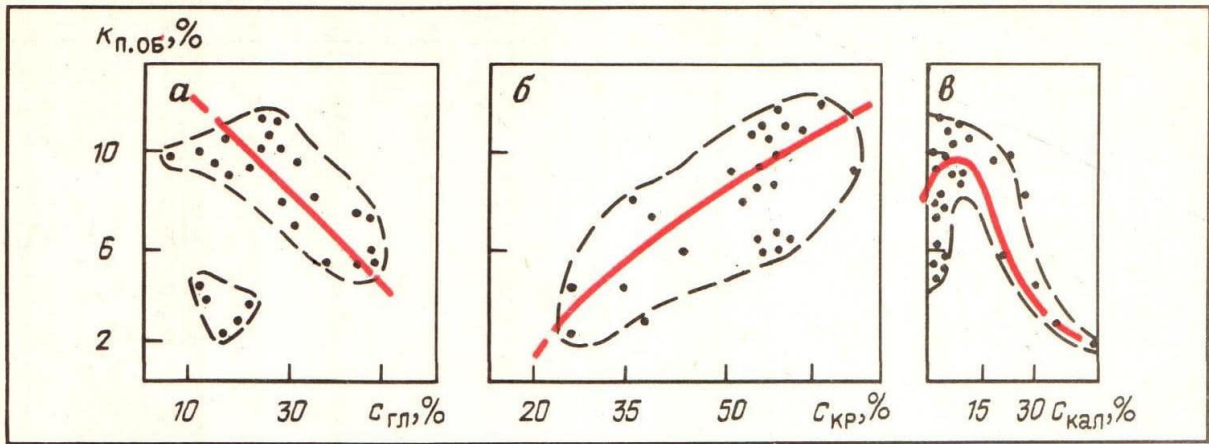


Рис. 2. Зависимость общей пористости образцов баженовской свиты  $K_{п.об}$  от содержания глинистых минералов  $c_{гл}$  (а), кремнезема (кварца, халцедона)  $c_{кр}$  (б) и кальцита  $c_{кал}$  (в)

цита пористость быстро уменьшается до 1—2 % (см. рис. 2, в). Иногда карбонатные образцы имеют довольно высокую пористость, что связано не столько с преобразованием  $OB_{исх}$ , которого в карбонатных породах мало по сравнению с другими породами, сколько с тектонической трещиноватостью или с процессами выщелачивания и переотложения карбонатного материала.

Степень сохранности  $V_{вт}$  зависит не только от состава, но и от текстурно-структурных особенностей пород. Процессы перераспределения карбонатного и кремнистого материалов часто приводят к возникновению стяжений, очищенных от  $OB$ , и, как правило, ухудшают степень сохранности  $V_{вт}$ . Существует оптимальная концентрация  $OB_{исх}$  для образования и сохранения  $V_{вт}$ . При невысоком  $c_{OB_{исх}}$  (до 5 %) максимально возможная  $V_{вт}$  также мала (не более 8 %). Однако при очень высоком массовом  $c_{OB_{исх}}$  (более 20—25 %) минеральные частицы как бы растворены в органической массе и прочностный минеральный каркас отсутствует, поэтому порода легко уплотняется, теряя образующиеся в ней битумоиды, в результате  $V_{вт}$  исчезает.

от 0,7 до 0,8; 4 — более 0,8;  $d$  — изменение толщины флюидопоров, подстилающих отложения баженовской свиты, м: 1 — менее 1; 2 — от 1 до 5; 3 — более 5;  $e$  — изменение КС, Ом·м: 1 — от 100 до 200; 2 — от 200 до 300; 3 — от 300 до 500; 4 — более 500;  $ж$  — распределение  $V_{вт}$ , %: 1 — от 5 до 10; 2 — от 10 до 15; 3 — от 15 до 20; 4 — более 20 (площадь, расположенная между последней изолинией и границей распространения волжско-берриасских отложений имеет  $V_{вт} < 5$  %)

Анализируя зависимость открытой пористости  $K_{п.от}$  от  $T_{пл}$ , авторы работы [4] отметили резкое ее повышение в интервале  $105 \leq T_{пл} \leq 120$  °С, что они объясняют разблокировкой закрытых до этих температур пор асфальтосмолистыми компонентами. Наши данные подтвердили указанную зависимость (рис. 3), но с другим объяснением. В процессе специально поставленных экспериментов с салымской нефтью было установлено, что при температуре 90—95 °С и более начинается необратимое выделение из нефти гетеросоединений, вследствие чего уменьшается ее плотность и снижается концентрация смол и особенно асфальтенов. Так, на Салымском месторождении на участках с  $T_{пл} > 125—130$  °С получены легкие нефти с содержанием смол и асфальтенов соответственно 2—3 и 0,05—0,1 %. В связи с этим следовало бы ожидать ухудшение, а не улучшение коллекторских свойств с ростом  $T_{пл}$  из-за садки гетеросоединений на стенках пор.

Решающим фактором резкого увеличения открытой пористости при  $T_{пл} = 105—125$  °С, наряду с продолжающейся термической деструкцией керогена и по существу превратившихся в него в результате необратимой садки гетеросоединений, является структурная перестройка керогена, приводящая к возрастанию его плотности  $\rho$ .

Предполагаемая зависимость плотности керогена от  $T_{пл}$  показана на рис. 3. Приводимые значения ориентировочны, так как точно  $\rho$  оценить не удалось из-за трудностей отделения минеральной фазы, особенно пирита. Первоначально плотность керогена (примерно до  $T_{пл} = 95—100$  °С) уменьшается из-за его термической деструкции, вызывающей разрыхление структуры, что, наряду с процессами уплотнения, замедляет темп увеличения  $V_{вт}$ . Рыхлая структура керогена обуславливает его большие внешнюю и внутреннюю поверхности, в связи с чем кероген в сорбированном состоянии содержит большое количество битумоидов. Напротив, уплотнение его структуры вслед-

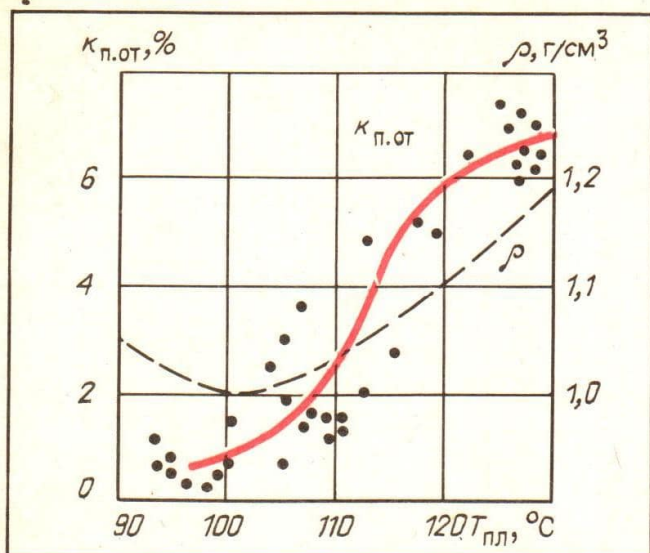


Рис. 3. Зависимость открытой пористости  $K_{п.от}$  и плотности дебитуминизированного ОВ  $\rho$  от пластовой температуры  $T_{пл}$

ствие ароматизации и упорядочения кольцевых структур резко снижает сорбционную способность керогена и приводит к высвобождению сорбированных углеводородов.

При обосновании минимальных толщин свиты и глинистых экранов, перекрывающих и подстилающих ее, большинство авторов использует геохимические данные по распределению битумоидов в глинистой толще на разном расстоянии от коллектора или метод аналогии с площадями, на которых нефтеносность свиты уже доказана [1, 3, 4, 6]. Наши исследования показали, что наиболее резко (с 0,95 до 0,7—0,75)  $k_z$  уменьшается при увеличении толщины глинистого экрана от 0 до 3—5 м. Следовательно, минимальная толщина флюидоупора может быть принята равной не менее 5 м, это значение несколько ниже предлагавшихся другими авторами.

Толщина глинистого экрана, отделяющего битуминозные отложения от васюганских песчаников (см. рис. 1, д), изменяется довольно закономерно — постепенно увеличивается в западном направлении вплоть до полной глинизации пласта Ю<sub>1</sub> (переход песчаников верхневасюганской подсвиты в абалакские глины). Изопахита 20 м примерно соответствует границе распространения васюганских песчаников. В восточной и особенно юго-восточной частях плиты толщина верхнеюрского глинистого экрана незначительна — обычно 2—3, реже 4—6 м, а на некоторых площадях 0—1 м. Участки, где битуминозные отложения непосредственно залегают на васюганских песчаниках, можно считать литологическими окнами (ЛО), через которые битумоиды, образовавшиеся в отложениях баженовской свиты, выжимались (и выжимаются) в пласт Ю<sub>1</sub>.

Самый крупный такой участок площадью примерно 30 тыс. км<sup>2</sup> расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Второе по размерам (площадью около 14 тыс. км<sup>2</sup>) ЛО находится в районе Широного Приобья, несколько небольших ЛО площадью 100—150 км<sup>2</sup> располагается в центральной, западной и северной частях Нижневартовского свода, на Сургутском своде, а также севернее Широного Приобья. Как правило, небольшие ЛО образуются на локальных поднятиях в пределах структур второго порядка (см. рис. 1, д).

Таким образом, в восточной, юго-восточной и южной частях Западно-Сибирской плиты битуминозные отложения слабо изолированы от верхневасюганских песчаников, поэтому битумоиды, формирующиеся в них, практически беспрепятственно отжимались и отжимаются в пласт Ю<sub>1</sub>, образуя большое число промышленных залежей. Вследствие плохой гидродинамической изоляции от подстилающих проницаемых горизонтов большая часть восточной половины плиты является бесперспективной.

Сверху баженовская свита изолирована гораздо надежнее, чем снизу. В среднем толщина перекрывающей глинистой покрышки превышает 20 м, а в западной части плиты происходит полная глинизация ачимовской толщи, как и в случае верхневасюганских песчаников (см. рис. 1, в). Однако в отличие от верхневасюганских зона глинизации ачимовских коллекторов проходит несколько западнее — по западному склону Сургутского свода, западной части Юганской и центральной части Хантымансийской мегавпадин. Уменьшение толщины ачимовского глинистого экрана до 3—5 м наблюдается довольно редко и на небольших площадях. Непосредственное залегание ачимовских песчаников на породах баженовской свиты также отмечается не часто и площадь таких участков в основном не превышает 100—150 км<sup>2</sup>.

Обычно уменьшение толщины глинистого экрана связано с размывом подачимовских глин (например, на Медвежьей, Западно-Таркосалинской, Вынгапуровской, Сардаковской, Янчинской, Тайбинской и других площадях). Иногда отмечается эрозионный врез в баженовскую свиту, например, на Коголымско-Моховой, Нонг-Еганской площадях. На Арктической, Новопортовской, Конитлорской, Федоровской и других площадях есть участки, где отложения баженовской свиты полностью размывы. Они представляют собой ЛО, через которые баженовские битумоиды поступали в ачимовские проницаемые горизонты. Таким образом, несмотря на довольно хорошую в целом изоляцию свиты от перекрывающих проницаемых горизонтов, некоторые участ-

ки по этому признаку являются бесперспективными.

Минимальная толщина баженовской свиты принята нами равной 15 м по аналогии с Саймовской площадью, на которой получены слабые притоки из 13-м баженовской толщи. По указанному признаку большая часть свиты является перспективной, за исключением нескольких небольших зон, расположенных в пределах локальных поднятий на Сургутском и Нижневартовском сводах, а также в центральной, южной и юго-восточной частях плиты (см. рис. 1, а).

Минимальное значение КС определяется большинством исследователей по аналогии с участками с доказанной нефтеносностью баженовской свиты. Анализ результатов испытаний показал, что в основном притоки нефти из свиты ограничены изоомой 250 Ом·м. Однако отмечаются и более низкие значения КС: Мултановская площадь — около 125 Ом·м, Баклянская — 100 Ом·м. Поэтому формально к перспективным можно отнести площади с  $КС > 100$ —125 Ом·м. Многие авторы считают, что повышенные значения КС баженовской свиты связаны с ее высокой нефтенасыщенностью [1—7], большим содержанием ОВ, выпадением асфальтосмолистых компонентов [4], пониженным содержанием воды [2, 3].

Сравнение схем изменения содержания ОВ, битумоидов,  $T_{пл}$  и КС в битуминозных отложениях показало, что, во-первых, между содержанием ОВ и КС четкой зависимости не наблюдается, лишь в целом по плите площадь распространения отложений с содержанием ОВ более 8 % оконтуривается изоомой 50 Ом·м. Во-вторых, отмечается хорошая связь между содержанием битумоидов и КС: изолинии содержания битумоидов 0,8—1,0 % повторяют изоомы 80—100 Ом·м, районы с повышенной концентрацией битумоидов совпадают с участками больших значений КС. В-третьих, изменение  $T_{пл}$  в целом напоминает схему распределения КС: изотерма 80 °С оконтуривает территорию с  $КС > 50$  Ом·м (за исключением северных районов), дальнейший рост  $T_{пл}$  соответствует увеличению КС; в западной половине плиты степень совпадения рассматриваемых параметров наибольшая.

Таким образом, КС пород баженовской свиты — комплексный параметр, отражающий главным образом степень битуминозности или концентрацию битумоидов в свите, что в свою очередь связано с исходным содержанием ОВ и современными температурами, определяющими интенсивность процессов нефтегенерации. На основании данных по КС можно дифференцировать территорию баженовской свиты на участки различной категории или вероятной продук-

тивности, используя для этого результаты испытаний [1—6]. На площадях с  $КС = 125$ —200 Ом·м, расположены низкопродуктивные скважины с дебитами от 0,1 до 0,5 м<sup>3</sup>/сут (как правило, на глубоким динамическом уровне). В интервале  $КС = 200$ —300 Ом·м расположены участки, на которых отмечаются притоки из свиты дебитом не более 1—3 м<sup>3</sup>/сут. Для  $КС = 300$ —500 Ом·м характерны площади с притоками дебитом от 3 до 10 м<sup>3</sup>/сут. На участках, где отложения баженовской свиты имеют  $КС > 500$  Ом·м, отмечаются притоки дебитом более 10 м<sup>3</sup>/сут (см. рис. 1, б, в).

На основании выбранных критериев составлена схема региональной перспективности отложений баженовской свиты (см. рис. 1, б). Выделены территории четырех категорий перспективности. Основными параметрами, на основании которых осуществляли деление, явились КС и  $V_{вт}$ , остальные имели вспомогательный характер. Дифференцирование проведено по результатам испытаний скважин с максимальными дебитами, поэтому даже на площадях высоких категорий могут встретиться «сухие» и малодебитные скважины.

Территория первой категории выделялась по совпадению максимальных значений всех выбранных критериев, в общем она совпадает с площадью распространения месторождения Большой Салым (см. рис. 1, б). Участки второй и более низких категорий выделялись по снижению любого из основных параметров. Они, как правило, окружают площади первой категории и протягиваются в субмеридиональном направлении. Отмечаются локальные участки и в других частях плиты, но они имеют небольшие размеры (см. рис. 1, б).

В последнее время большое внимание исследователи уделяют карбонатным слоям, залегающим в подошве баженовской и кровле абалакской свит. Было показано, что достаточно часто притоки, в том числе и фонтанные, получены именно из них. Возникает вопрос о соотношении собственно битуминозных отложений и карбонатных слоев при оценке перспектив баженовской свиты. Так как емкость карбонатных слоев невелика в основном из-за их малой мощности (около 0,5—0,8 м), как самостоятельный объект они вряд ли представляют интерес. Скорее всего эти слои являются каналами, дренирующими породы свиты и осуществляющими связь нефтегенерирующей баженовской свиты с породами-коллекторами. Основная нефтегенерирующая и нефтеотдающая емкость заключена в баженовской свите. В восточной половине плиты, где гидродинамическая изоляция баженовской свиты снизу плохая, основной дре-

нирующей толщей являются васюганские песчаники, а не карбонатные слои георгиевской свиты.

Проведенная региональная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты справедлива при использовании наиболее рентабельного при существующей в настоящее время технике добычи нефти способа разработки — упругого режима на истощение залежи, применяющегося, в частности, на Салымском месторождении. Использование новых способов разработки, а также вторичных методов воздействия на пласт Ю<sub>0</sub> приведет к изменению набора критериев для оценки перспектив нефтеносности свиты.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Гурари Ф. Г.* Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах // Геология нефти и газа.— 1984.— № 2.— С. 1—5.
2. *Елисеев В. Г., Нестеров И. И.* Перспективы нефтеносности глинистых отложений баженовской свиты // Тр. ин-та / ЗапСибНИГНИ.— 1978.— Вып. 130.— С. 155—157.
3. *Зарипов О. Г., Сонич В. П., Зубков М. Ю.* Региональная перспективность отложений баженовской свиты Западной Сибири // Исследования в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.— Тюмень: СибНИИНП, 1982.— С. 132—144.
4. *Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири.* Под ред. Т. В. Дорофеевой // Тр. ин-та / ВНИГРИ. Л.: Недра, 1983.— 132 с.
5. *Нестеров И. И.* Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа.— 1979.— № 10.— С. 26—28.
6. *Скоробогатов В. А., Краснов С. Г.* Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа.— 1984.— № 3.— С. 15—19.
7. *Ушатинский И. Н.* Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Советская геология.— 1981.— № 2.— С. 11—22.
8. *Филина С. И., Корж М. В., Зонн М. С.* Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири.— М.: Наука, 1984.— 36 с.
9. *Генерация битумоидов и формирование емкостного пространства в отложениях баженовской свиты / М. Ю. Зубков, В. А. Ершов, И. А. Прямоносина и др.* // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири.— Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984.— Вып. 63.— С. 16—21.

## Применение чередующихся закачек воды и высоковязкой нефти для разработки месторождений

В. Д. ЛЫСЕНКО, В. Н. СОЛОВЬЕВА  
(КазНИПИнефть)

К 1970 г. в Татарии и других нефтедобывающих районах было открыто большое число месторождений высоковязкой нефти (вязкость нефти более 60—80 мПа·с). В этот период авторам было поручено проектирование разработки Гремихинского месторождения УдмАССР, Черемуховского, Аксаринского и других месторождений нефти ТАССР.

По данным разведки этих месторождений вязкость пластовой нефти составляла 80—120 мПа·с. Уточненные величины вязкости, полученные по мере разбуривания месторождения, превысили первоначальные. Глубина залегания продуктивных объектов 800—1200 м, залежи пластового типа, приурочены к верейско-башкирскому и тульско-бобриковскому горизонтам. Особую сложность для разработки представляли карбонатные коллекторы из-за высокой неоднородности и небольшой эффективной толщины в общем объеме продуктивных отложений.

Известно, что основной причиной низкого нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой нефти, разрабатываемых с применением заводнения, является большое различие подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти и, как следствие, быстрый языкообразный прорыв вытесняющего агента в добывающие скважины.

При проектировании разработки перечисленных месторождений авторами было предложено в качестве вытесняющей среды использовать последовательно создаваемые в пласте движущиеся оторочки воды и высоковязкой нефти, добываемой на том же месторождении, где осуществляется закачка.

Расчеты показали, что подвижность вытесняющей среды, состоящей из последовательно движущихся оторочек воды и высоковязкой нефти, приближается к подвижности вытесняемой пластовой нефти. Так, при закачке нефти вязкостью, равной вязкости пластовой нефти (25—500 мПа·с), объемом, равным 10 % объема оторочек