

Зусков М.В.

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ЭНЕРГИЯ И МЕХАНИЗМ ПЕРВИЧНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Ответственные редакторы:

доктор геолого-минералогических наук С.П. МАКСИМОВ
доктор геолого-минералогических наук Н.А. ЕРЕМЕНКО
кандидат геолого-минералогических наук Н.М. САРДОННИКОВ



МОСКВА "НАУКА"
1988

Фазовое состояние УВ под надвигами прогнозируется преимущественно нефтяным. Это обусловлено тем, что здесь взаиморастворимость воды и УВ, находящихся в жестких термобарических условиях, будет практически неограниченной (табл. 2). При латеральной миграции газонефтяного раствора из очагов генерации УВ первыми из воды будут выделяться в свободную фазу нефтяные флюиды как наиболее труднорастворимые в ней по сравнению с газом. Разгазирование жидких флюидов на изучаемой территории в процессе латеральной миграции при режиме нисходящих тектонических движений не происходило. Как показал анализ, при скорости движения воды 1 см/год в условиях застойного режима на расстоянии до 100 км при слабой расчлененности рельефа проводящих толщ (2,5 м/км) и градиенте температур 3°C/100 м существовавшие перепады давлений (2,5 МПа) и температур (7,5°C) между очагами генерации и зонами нефтенакопления за время миграции длительностью в 10 млн лет были компенсированы осадконакоплением, происходившем в позднепалеозойскую эру со скоростью 250 м/10 млн лет (С.П. Максимов и др., 1980 г.; В.А. Дедеев, 1981 г.).

Таким образом, закономерности распределения УВ по их фазовому состоянию в залежах Предуральяского прогиба и Уральской зоне складчатости следующие. На внешнем борту и в осевой зоне прогиба будут располагаться в ловушках до- и сингенерационного заложения нефтяные, нефтегазовые, газонефтяные залежи. Газовые скопления в этих зонах прогнозируются в ловушках постгенерационного возраста. В Уральской зоне складчатости в автохтоне предполагаются преимущественно нефтяные скопления, в аллохтоне — газовые. Для качественной подготовки под глубокое бурение сейсморазведкой локальных структур в Уральской зоне складчатости необходимо заложение параметрических скважин в комплексе с геологической съемкой с целью стратификации отражающих горизонтов и установления направлений углов их падений.

УДК 553.982.041:551.763 (571.1)

Е.П. ЕФРЕМОВ, М.Ю. ЗУБКОВ, Ф.Я. БОРКУН, В.П. СОНИЧ

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

На фоне снижающихся темпов прироста запасов нефти и газа большое значение приобретает анализ перспектив нефтегазоносности нетрадиционных поисковых объектов, к которым с полным правом можно отнести битуминозные отложения баженовской свиты, считавшиеся до недавнего времени типичным региональным флюидоупором, разделяющим верхнеюрские и неокомские продуктивные горизонты.

Открытие нефтяных залежей в отложениях свиты в Салымском и других районах усилило интерес исследователей к битуминозной толще и обусловило появление ряда публикаций, посвященных оценке ее перспектив [1—4,

6—10]. В целом большинство исследователей использует близкий набор критериев для оценки перспектив нефтеносности отложений свиты: содержание ОВ в породах свиты не менее 6—8%, пластовые температуры ($T_{пл}$) не ниже 95—100°C, мощность отложений свиты не менее 20—25 м, величина кажущегося электрического сопротивления (КС) не менее 150—200 Ом, мощность подстилающего и перекрывающего флюидоупора не менее 6—10 м, значение естественной радиоактивности — 40 мкР/ч и более.

Близость выбранных параметров и их значений объясняется тем, что, во-первых, во всех перечисленных работах в качестве отправных данных использованы одни и те же результаты испытаний битуминозных отложений, на основе которых и приняты граничные значения этих параметров, во-вторых, применялись одни и те же данные стандартного комплекса ГИС и, в-третьих, большинство исследователей имеют близкие взгляды на природу коллектора и механизм его формирования.

Основным фактором, обуславливающим образование нефтяных залежей в свите, считается процесс нефтегенерации, сопровождающийся автонептеразрывом, в результате которого и возникает коллектор [1—8, 10]. Таким образом, чем больше исходной органики, выше пластовая температура, тем больше вероятность возникновения коллектора, а мощные флюидоупоры должны препятствовать рассеиванию УВ и исчезновению залежей.

Ранее в работах [4, 5] нами было показано, что наряду с нефтеразрывом большое значение имеет формирование вторичной емкости за счет преобразования исходного ОВ ($ОВ_{исх}$) в битумоиды и неуглеводородные летучие. Зависимость имеет следующий вид:

$$V_{вт} = 27 ОВ_{исх} [0,6 - \exp(-0,0328 T_{пл} + 1,64)] / 0,17 ОВ_{исх} + 10,$$

где $V_{вт}$ — величина вторичной пористости в %, $T_{пл}$ — пластовая температура. Расчеты производятся с условием, что максимальная степень превращения $ОВ_{исх}$ в битумоиды и неуглеводородные летучие равна 0,6, т.е. 60% от веса $ОВ_{исх}$ может превратиться в процессе нефтегенерации в УВ, воду, углекислый газ и т.п., а 40% от его веса будет представлено инертным графитизированным остатком.

Таким образом, два обычно используемых параметра — содержание ОВ и $T_{пл}$ объединяются в один комплексный параметр — величину вторичной пористости, граничные значения которой можно обосновать более строго, чем первых двух параметров, тем более, что сами по себе, взятые в отдельности друг от друга, содержание ОВ и $T_{пл}$ не дают представления о количестве образовавшихся битумоидов и, следовательно, о величине нефтеразрывов и размерах возникающих залежей. Поэтому в настоящей работе в качестве критерия использована именно величина вторичной пористости, а не $T_{пл}$ и ОВ. Схема изменения величины $V_{вт}$ показана на рис. 1, в. Все известные на сегодняшний день нефтепроявления в баженовской свите расположены на площади, оконтуриваемой изолинией $V_{вт}$ более 10%. На территории с $V_{вт}$ свыше 15% расположены скважины с низкими дебитами, а на площади со значениями $V_{вт}$ свыше 20% находятся наиболее высокодебитные скважины (см. рис. 1, в; 3, а). Таким образом, земли с $V_{вт}$ свыше 10% могут быть отнесены к перспективным. Территории более высокой категории перспективности оконтуриваются изолинией $V_{вт}$ свыше 15% и самые перспективные — изолинией 20%.

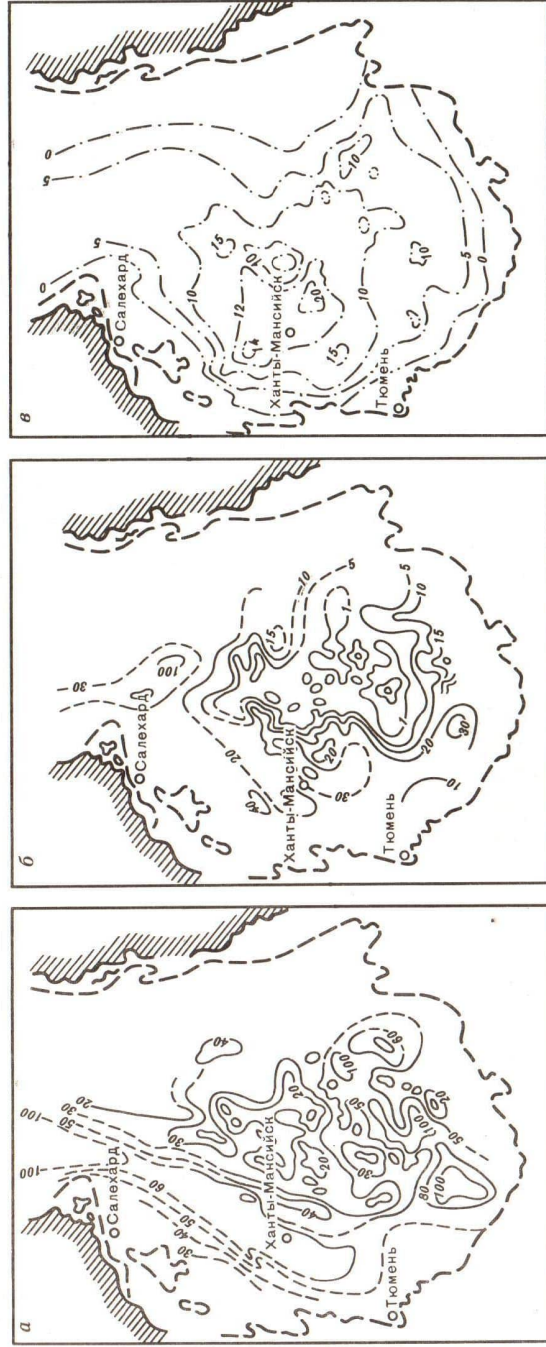


Рис. 1. Схемы изменения мощностей флюидупоров, перекрывающих (а) и подстилающих (б) баженовскую свиту, и значений вторичной пористости (в), возникающей за счет преобразования исходного ОВ в битумоиды
 1 — границы палеозойского обрамления; 2 — границы распространения отложений баженовской свиты и ее аналогов; 3 — изопахиты флюидупоров, м; 4 — изолинии величины вторичной пористости (без учета уплотнения), %

Однако возникающая таким образом $V_{вт}$ в большей степени теряется из-за уплотнения битуминозных отложений. Поэтому степень ее сохранности зависит от прочностных свойств пород свиты. Анализ зависимости открытой пористости от вещественного состава пород баженовской свиты показал, что наибольшие ее значения отмечаются в кремнистых и известковистых разностях (до 10–12%), напротив, в глинистых типах пород ее величина редко достигает 5–6%. Таким образом, чем больше в разрезе свиты прочных кремнистых и карбонатных разностей, тем вероятнее сохранность $V_{вт}$ и выше перспективность отложений.

Большое значение для возникновения и сохранения нефтяных залежей в баженовской свите имеет степень ее изоляции от проницаемых горизонтов. Анализ зависимости величины коэффициента эмиграции ($K_э$) от мощности флюидупора, проведенный нами, показал, что $K_э$ резко уменьшается при увеличении мощности глинистой покрывки от 0 до 5 м. Битуминологические исследования, выполненные другими авторами, показали, что состав битумоидов, рассеянных в глинистой толще, сильно меняется на расстоянии 4–6 м [6, 8]. На основании данных геофизических исследований скважин (индукционный, нейтронный методы, кавернометрия и т.п.) удалось надежно зафиксировать зоны распространения аномально высоких пластовых (поровых) давлений (АВПД), которые, как правило, исчезают на расстоянии 8–10 м от проницаемого горизонта. Чем лучше качество коллектора, тем дальше от него находится граница зоны АВПД. На основании этих данных критическую мощность флюидупора можно принять равной 5–6 м.

Глинистый экран, отделяющий снизу свиту от васюганских песчаников, изменяет свою толщину довольно закономерно: происходит его постепенное утолщение в западном направлении вплоть до полной глинизации пласта Ю₁ (рис. 1,б). Изопахита, равная 20 м, примерно соответствует границе распространения васюганских песчаников. В восточной и особенно юго-восточной частях Западно-Сибирской плиты толщина верхнеюрского глинистого экрана незначительна — обычно 2–3 м, реже — 4–6 м, а на ряде площадей — от 0 до 1 м. Участки, где битуминозные отложения непосредственно залегают на васюганских песчаниках, являются "литологическими окнами", через которые битумоиды, образовавшиеся в баженовской свите, беспрепятственно выжимаются в пласт Ю₁. Самый крупный такой участок расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и охватывает площадь примерно в 30 тыс. км², другой находится в районе Широкого Приобья (площадью 140 тыс. км²). Ряд небольших участков (площадью 100–150 км²) располагается в пределах Нижневартовского и Сургутского сводов, а также к северу от них. Как правило, небольшие литологические окна появляются на локальных поднятиях в пределах структур второго порядка (см. рис. 1,б).

Таким образом, в центральной и юго-восточной частях плиты отложения баженовской свиты слабо изолированы от верхневасюганских песчаников, а потому битумоиды, образовавшиеся в них, практически беспрепятственно отжимались в пласт Ю₁, образуя большое количество богатых промышленных залежей. По этой причине на большей части восточной половины плиты отложения свиты бесперспективны.

Сверху свита изолирована гораздо надежнее, чем снизу. В среднем величина перекрывающей глинистой покрывки, как правило, превышает

20 м, а в западной части плиты происходит полная глинизация ачимовской толщи, как и в случае верхневасюганских песчаников (рис. 1а). Однако в отличие от верхнеюрской зона глинизации ачимовских коллекторов проходит несколько западнее — по западному склону Сургутского свода, западной части Юганской впадины и центральной части Ханты-Мансийской мегавпадины. Утонение ачимовского глинистого экрана до 3–5 м в отличие от верхневасюганского наблюдается нечасто и на небольших площадях. Непосредственное залегание ачимовских песчаников на баженовской свите также отмечается редко, и площади таких участков, как правило, не превышают 100–150 км². Обычно сокращение глинистого экрана связано с размывом подачимовских глин. Иногда отмечается эрозионный врез в баженовскую свиту, а на ряде площадей, таких как Арктическая, Новопортовская, Конитлорская, Федоровская и др., отмечаются участки, где отложения баженовской свиты полностью размыты. Эти участки представляют собой "литологические окна", через которые баженовские битумоиды постушали в ачимовские проницаемые горизонты.

Таким образом, несмотря на довольно хорошую в целом изоляцию свиты от перекрывающих проницаемых горизонтов, имеется ряд участков, бесперспективных по этому признаку (см. рис. 1, а).

Величина минимального значения КС определяется большинством исследователей по аналогии с участками, на которых нефтеносность свиты доказана. Анализ результатов испытаний показал, что подавляющее большинство притоков нефти из свиты ограничено изоомой 250 Омм. Однако встречаются и более низкие значения КС (Мултановская площадь — около 125 Омм, Баклянская — 100 Омм, рис. 2, а). Поэтому формально к перспективным можно отнести площади с КС более 100–125 Омм.

Считается, что повышенные значения КС баженовской свиты связаны с ее высокой нефтенасыщенностью [1–3, 6–10], большим содержанием ОВ, выпадением асфальто-смолистых компонентов [6], повышенным содержанием кремнезема [6–10], низким содержанием воды [1–4]. Сравнение схем изменения содержания ОВ, битумоидов, $T_{пл}$ и значений КС в битуминозных отложениях показало, что, во-первых, между ОВ и КС четкой связи не наблюдается; во-вторых, отмечается хорошая связь между содержанием битумоидов и значением КС: изолинии содержания битумоидов 0,8–1,0% повторяют изоомы 80–100 Омм, районы с повышенной концентрацией битумоидов совпадают с участками высоких значений КС; в-третьих, изменение $T_{пл}$ в целом напоминает схему распределения величин КС: изотерма 80°С оконтуривает территорию со значениями КС более 50 Омм (за исключение северных районов), дальнейший рост $T_{пл}$ соответствует увеличению значений КС, в западной половине плиты степень совпадения рассматриваемых параметров наилучшая.

Анализ степени влияния содержания воды на величину КС показал, что основная часть образцов из баженовской свиты содержит от 0,5 до 1,6% воды от их веса, причем образцы с Салымского месторождения попадают в тот же интервал, хотя и имеют КС в 5–10 раз больше. В целом отмечается отрицательная связь между величиной КС и содержанием воды.

Таким образом, величина КС пород баженовской свиты — комплексный параметр, отражающий главным образом степень ее битуминозности, что,

в свою очередь, связано с содержанием ОВ и величиной $T_{пл}$, определяющими интенсивность процессов нефтегенерации.

По величине КС можно осуществить дифференциацию территории пространства свиты на участки различной категории или вероятной продуктивности, используя для этого результаты испытаний. На площадях с КС, изменяющимся в пределах 125–200 Омм, расположены низкопродуктивные скважины. В интервале значений КС от 200 до 300 Омм расположены площади, на которых отмечаются незначительные притоки из свиты. Для интервала КС от 300 до 500 Омм характерны площади со средней величиной дебитов. На площадях со значениями КС свыше 500 Омм отмечаются максимальные притоки нефти (см. рис. 2, а).

Из общих соображений понятно, что чем больше мощность свиты, тем выше при прочих равных условиях ее перспективность. Используя метод аналогий, минимальную мощность баженовской свиты можно принять равной 15 м, как на Саймовской площади, на которой получены слабые притоки из 13-метровой баженовской толщи. По этому признаку большая часть свиты является перспективной, за исключением ряда небольших участков, располагающихся в пределах локальных поднятий на Сургутском и Нижнеартовском сводах, а также на ряде участков в центральной, южной и юго-восточной частях плиты (рис. 2, б).

Используя полученные в работах [4, 5] связи между пластовой температурой и степенью превращения ОВ, легко рассчитать количество образовавшихся в свите битумоидов, а зная их современное содержание по данным битуминологических исследований, можно определить количество эмигрировавших битумоидов и рассчитать коэффициент их эмиграции ($K_э$). Схема изменения величины $K_э$ по площади показана на рис. 2, в. По величине $K_э$ можно приблизительно оценить степень сохранности не только образовавшихся битумоидов, но и возникшей в результате их образования вторичной пористости. Следовательно, по величине $K_э$ можно примерно судить о степени сохранности $V_{вт}$. Площади со значениями $K_э$ 0,8 и более отнесены к бесперспективным — на них баженовская свита является не столько нефтемещающей, сколько нефтегенерирующей, и сохранность $V_{вт}$ минимальна.

Таким образом, шаг за шагом мы вновь возвращаемся к старой, хорошо известной истине — чисто глинистые толщ коллекторами быть не могут из-за их низкой механической прочности и соответственно высоких реологических свойств. Напротив, уплотненные (карбонатные или кремнистые) пропластки в силу их большей прочности могут сохранять возникающую $V_{вт}$ и обладать повышенными емкостными свойствами. Для этих же пропластков более характерны процессы выщелачивания и переротложения вещества, что ведет к возникновению дополнительной емкости, а также тектоническая или иная трещиноватость.

На основании данных ГИС и в первую очередь радиоактивных методов выделены плотные пропластки в отложениях баженовской свиты и составлена схема изменения их относительного содержания от ее общей мощности (рис. 3, б). Из полученной схемы видно, что максимальная концентрация карбонатных и кремнистых пропластков отмечается в центральной и западной частях плиты, по направлению к северу и бортам плиты свита полностью глинизируется.

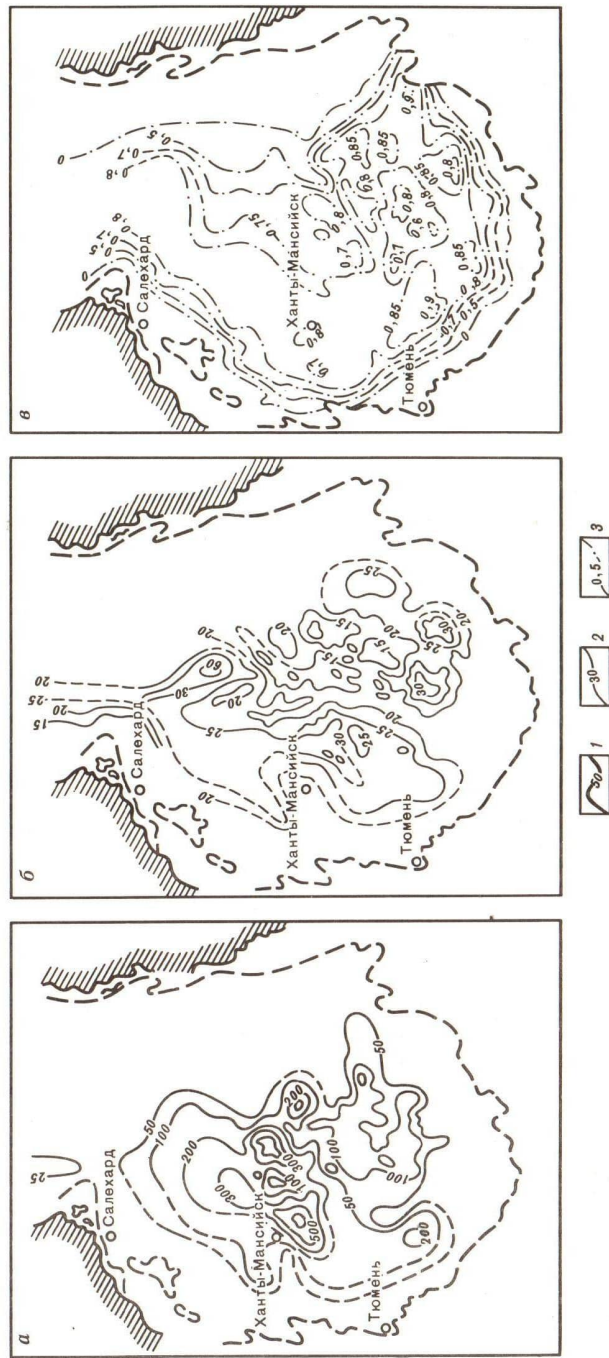


Рис. 2. Схемы изменения кажущихся сопротивлений (а), мощности (б) отложений баженовской свиты и коэффициента эмиграции битуменов (в), образовавшихся в ней
1 — изоомы, Омм; 2 — изопахиты, м; 3 — изолинии коэффициента эмиграции. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

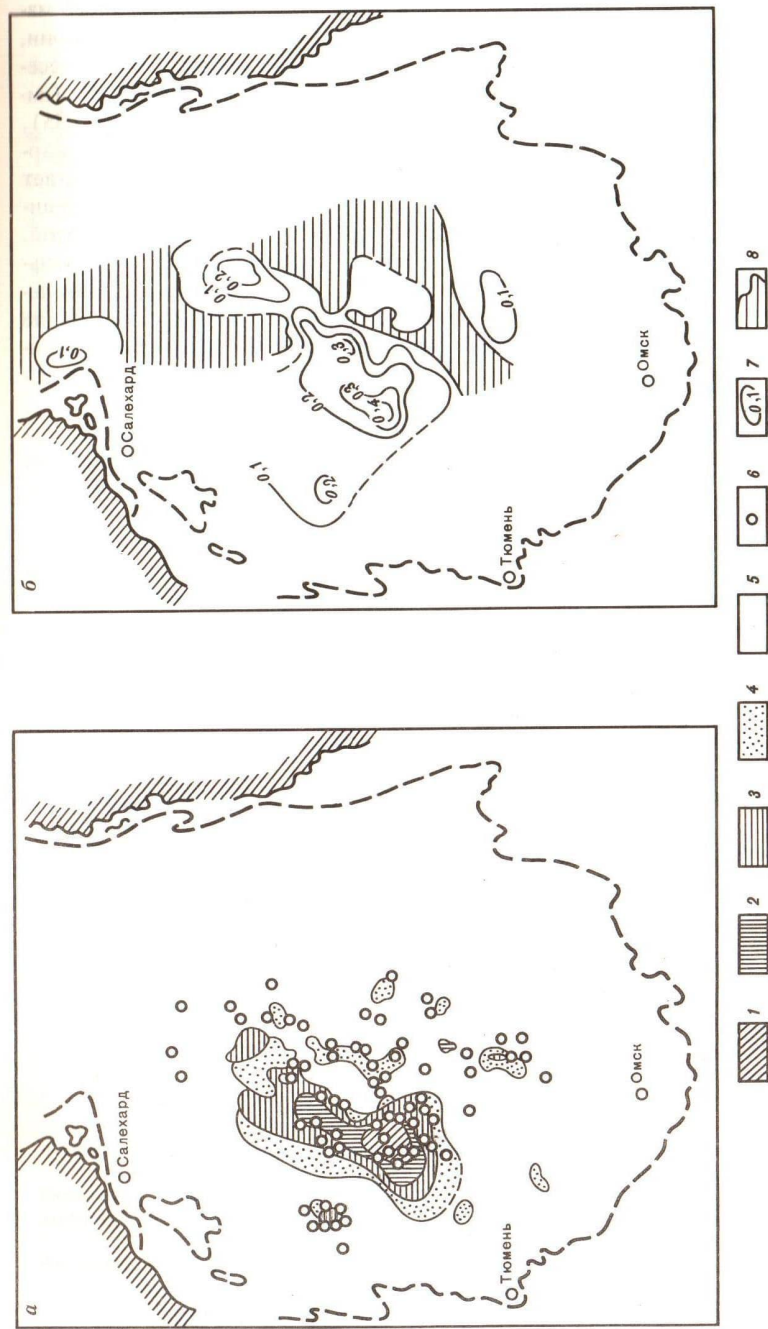


Рис. 3. Схемы региональных перспектив нефтеносности (а) и изменения относительного содержания плотных (карбонатных и кремнистых) пропластков в баженовской свите (б)
1-5 — территории по категориям перспективности; 1 — I, 2 — II, 3 — III, 4 — IV, 5 — бесперспективные, 6 — скважины, 7 — относительное содержание плотных пропластков, доли, 8 — территории с полным отсутствием плотных пропластков. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

Следовательно, площади, на которых баженовская свита представлена только глинистыми разностями с той или иной примесью алевритового материала, можно отнести к бесперспективным (см. рис. 3, б). Территории, на которых рассматриваемый параметр имеет значения 0,1 и выше, отнесены к перспективным. Максимальные его значения отмечаются в Салымском районе (до 0,4–0,45) и прилегающих территориях (до 0,3–0,35), т.е. 30–40% от мощности баженовской свиты представлено прочными карбонатными или кремнистыми пропластками, число которых достигает 5–7. Чаще всего встречается 1–2 пропластка, причем обычно в подошвенной части свиты на границе с абалакской или георгиевской свитой.

На основании выбранных семи критериев составлена схема региональной перспективности отложений баженовской свиты (рис. 3, а). Выделены территории четырех категорий перспективности. Дифференцирование произведено по результатам испытаний скважин с максимальными дебитами, поэтому даже на площадях высоких категорий могут встретиться и сухие, и менее дебитные скважины, чем можно было бы ожидать.

Территория первой категории выделялась по совпадению максимальных значений всех выбранных критериев, она в общих чертах совпадает с площадью распространения месторождения Большой Салым (см. рис. 3, а).

Земли второй и более низких категорий выделялись по снижению значений любого из параметров. Они, как правило, окружают земли первой категории и протягиваются в субмеридиональном направлении. Отмечаются локальные участки и в других частях плиты, но они имеют небольшие размеры (см. рис. 3, а). Следует, однако, отметить, что в соответствии с существующими ценами на нефть бурение скважин на глубины свыше 2,5 км экономически оправдано лишь в том случае, когда имеются средние притоки нефти, что соответствует территориям не ниже третьей категории.

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Баженовская свита является в большей степени генератором УВ, которые эмигрировали главным образом в подстилающие верхне- и среднеюрские проницаемые пласты ($Ю_1$, $П_{1-3}$, $Ю_2$).

2. Лишь на тех площадях, где в ее разрезе имелись прочные карбонатные и кремнистые пропластки, создались условия для сохранения $V_{вт}$ и возникновения нефтяных залежей. Эти площади расположены в центральной и западной частях плиты.

ЛИТЕРАТУРА

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 // Современные методы при изучении геологии недр Западной Сибири. Тюмень, 1978. С. 155–157. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 139).
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, 1982. С. 132–144. (Тр. СибНИИИП; Вып. 19).

4. *Зубков М.Ю., Ершов В.А., Прямоносова И.А.* и др. Генерация битумоидов и формирование емкостного пространства в отложениях баженовской свиты // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень, 1984. С. 16–21. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 63).
5. *Зубков М.Ю., Ершов В.А., Шакирова А.Х.* и др. Особенности состава и генерации битумоидов в отложениях баженовской свиты // Строение и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Тюмень; ЗапСибНИГНИ, 1985. С. 123–131.
6. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под ред. Т.В. Дорофеевой. Л.: Недра, 1983. 132 с.
7. *Нестеров И.И.* Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26–28.
8. *Скоробогатов В.А., Краснов С.Г.* Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Там же. 1984. № 3. С. 15–19.
9. *Ушатинский И.Н.* Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири // Сов. геология. 1981. № 2. С. 11–22.
10. *Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н.* и др. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Там же. 1980. № 10. С. 94–105.