

**ВЛИЯНИЕ КЕРОГЕНА, СОСРЕДОТОЧЕННОГО
В ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, НА ПРОЦЕСС
ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ**

INFLUENCE OF KEROGEN CONCENTRATED IN THE BAZHENIAN
SUITE RESERVOIR ROCKS ON THE IN-SITU COMBUSTION PROCESS

В. Р. Узбеков

V. R. Uzbekov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: Баженовские отложения; кероген; внутрипластовое горение

Key words: Bazhenian deposits; kerogen; in-situ combustion process

Баженовская свита расположена на обширной площади Западно-Сибирской равнины — более 1 млн км². Основной особенностью данного геологического объекта является сочетание жидких (нефть) и твердых (кероген) углеводородов, сосредоточенных в низкопроницаемом глинистом коллекторе. В предыдущей работе [1] было сделано предположение, что внутрипластовое горение будет одним из перспективных тепловых методов разработки данного коллектора. Предположительно применение данной технологии на отложениях баженовской свиты будет сопровождаться некоторыми осо-

бенностями, связанными с наличием керогена и малой плотностью нефти в рассматриваемых породах-коллекторах.

Рассматриваемый объект входит в состав баженовско-абалакского нефтегазового комплекса, к которому отнесены 172 залежи (по состоянию на 01.01.2010 г. Государственного баланса запасов нефти, газа и конденсата) [2]. Суммарные извлекаемые запасы по данным АУ «НАЦ РН им. В. И. Шпилемана» оцениваются более чем в 3 млрд т, при коэффициенте извлечения нефти менее 0,1 доли ед. Притоки нефти из пород баженовской свиты были получены почти на 140 площадях [3].

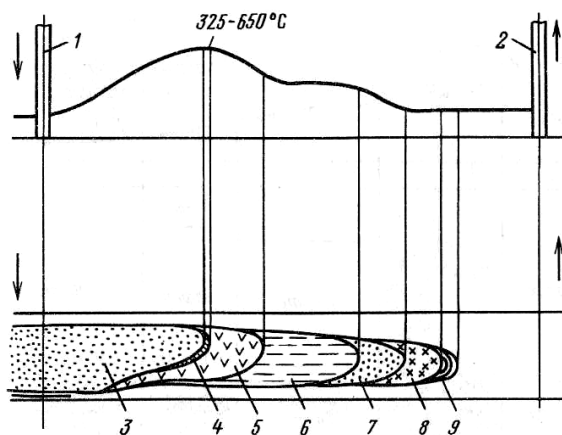
Для рассматриваемых отложений характерны высокие пластовые температуры от 80 до 134 °С; зоны аномально высоких пластовых давлений до 40 МПа при глубине залегания порядка 2 500 м; низкая проницаемость пород в среднем до 1 мД. Толщина свиты изменяется от 10 м в окраинных частях до 44 м в наиболее погруженных частях фундамента платформы. В зонах развития аномальных разрезов толщина может достигать 100 м [4]. Породы в основном состоят из минералов кремнезема (34 %), керогена (23,3 %), глин (21,1 %), карбонатов (8,6 %), полевого шпата (2,8 %) и пирита (2,4 %) [5]. Нефти преимущественно легкие (до 888 кг/м³), с содержанием парафинов до 4,17 %, серы до 1,92 %, смол до 11,56 % и асфальтенов до 3,34 % [6].

Еще в 1986 году учеными Сибирского отделения академии наук СССР баженовская свита была разделена по степени битуминозности на внешнюю и внутреннюю области. Во внешней области свиты, являющейся наименее битуминозной, выделяются колпашевский, омский, тазовский и полуйский типы разрезов. А во внутренней области, соответственно наиболее битуминозной, выделяют салымский, нижневартовский, вахский, таркосалинский и тамбейский типы разрезов. Наиболее изученным из них является Салымский тип разреза, в котором баженовская свита представлена четырьмя пачками битуминозных аргиллитов: карбонатно-кремнистая, плитчатые аргиллиты, кремнисто-известковая и глинистая. Мощности пачек в данном разрезе изменяются от 2 до 16 м. В остальных разрезах свиты выделяют до шести пачек битуминозных аргиллитов. Во внешней области свиты наиболее битуминозными являются верхние пачки. Почти во всех пачках свиты в различных количествах встречается пирит. Мощность свиты по разрезам варьирует от 0 до 100 м [7].

На рассмотренном выше геологическом объекте, как упоминалось ранее, перспективной представляется реализация процесса сухого прямоточного внутрипластового горения, который начинается с поджога нефти в призабойной зоне пласта обычно с помощью специального нагревающего устройства, реже с самовоспламенения нефти. Процесс горения поддерживается закачиванием в нагнетательную скважину обычного воздуха, воздуха обогащенного кислородом или кислорода. В результате реакции горения кислород, соединяясь с топливом (нефтью), образует воду и диоксид углерода (H₂O и CO₂), который, фильтруясь через пласт, растворяется в нефти. Фильтрация CO₂ в свою очередь снижает вязкость нефти и увеличивает ее объемный коэффициент до 20–30 %. Схема процесса прямоточного внутрипластового горения представлена на рис. 1.

**Рис. 1. Схема процесса
прямоточного
внутрипластового горения:**

- 1 — нагнетательная скважина; 2 — добывающая скважина;
- 3 — выжженная зона;
- 4 — фронт горения; 5 — зона испарения; 6 — зона пара;
- 7 — зона конденсации;
- 8 — легкие углеводороды;
- 9 — нефтяной вал [8]



Более детальное описание процесса прямоточного внутрипластового горения представил Тадема на Пятом нефтяном конгрессе (рис. 2). Согласно этой схеме процесс прямоточного внутрипластового горения включает шесть зон: 1 — выгоревшая зона, содержащая воздух; 2 — зона горения, содержащая кокс; 3 — многофазная зона, содержащая пар, газы, воду и легкие углеводороды; 4 — зона конденсации или трехфазная зона, содержащая газы, нефть и воду; 5 — зона нефтяного вала, содержащая нефть и газ; 6 — зона пласта, не охваченная воздействием.

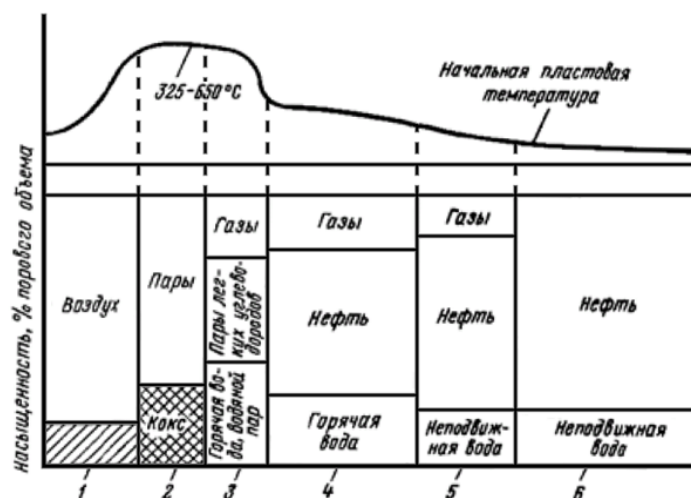


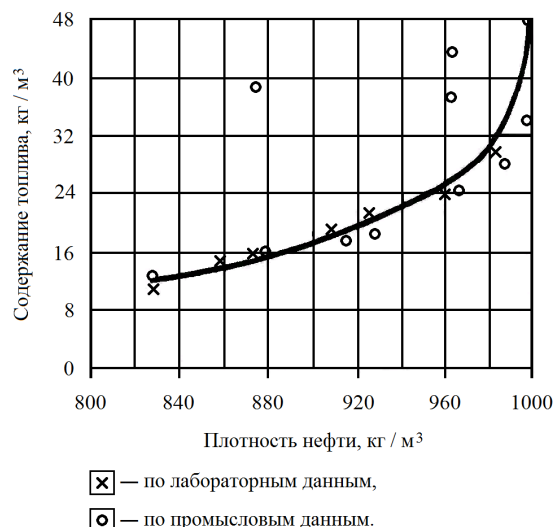
Рис. 2. Схема процесса прямоточного внутрипластового горения Тадема:
1 — выгоревшая зона; 2 — фронт горения; 3 — многофазная зона; 4 — зона конденсации;
5 — нефтяной вал; 6 — зона начального состояния пласта [8]

По данным, представленным на рис. 2, видно, что температурный пик приходится на 325–650 °C, в этой зоне нефть испаряется и крекируется или карбонизируется, образуя остаточные или коксовые отложения, которые и служат топливом для горения. Образовавшийся пар переносит теплоту от фронта горения и совместно с газообразными углеводородами и газами от крекинга движется в направлении добывающих скважин. Движение пара в свою очередь снижает вязкость нефти и вытесняет ее из зоны пара. В результате высоких температур в нефтяном пласте протекают различные физико-химические превращения, свойственные технологии переработки нефти: дистилляция и конденсация, крекинг, пиролиз, газификация, а также процессы низкотемпературного окисления, воспламенения и горения углеводородов.

Постепенное приближение фронта горения, а следовательно увеличение температуры, сначала сопровождается высокотемпературным жидкофазным окислением (230–320 °C). При данном окислении кислород поглощается более быстро, и при этом интенсивно протекают реакции превращения по схеме масла → смолы → асфальтены. При дальнейшем увеличении температуры (300–350 °C) из пласта улетучиваются все легкие и средние фракции нефти, и остаются тяжелые остатки, преимущественно нафтеноароматического характера. Дальнейшее повышение температуры (до 400–450 °C) сопровождается процессом крекинга тяжелой части нефти и превращением по схеме асфальтены → карбены → карбоиды. Карбены и карбоиды, являясь сильно обогащенными углеводородными твердыми остатками нефти, служат топливом для процесса внутрипластового горения [8]. Для поддержания процесса сухого прямоточного горения необходима минимальная концентрация кокса от 10 до 15 кг/м³ [9], количество которого зависит от пористости коллектора и плотности нефти. Согласно корреляционной зависимости (рис. 3), приведенной в работе [10], при средней плотности нефти

860 кг/м³ количество коксового остатка составит приблизительно 14 кг/м³, что соответствует минимально необходимой концентрации кокса.

Рис. 3. Зависимость содержания топлива от плотности нефти [10]



Также в породах-коллекторах баженовской свиты содержится кероген, среднее содержание которого составляет 34 кг/м³ породы [6]. Лабораторные исследования керогена, описанные в работе [11], показали, что в результате активного разложения при температуре 580 °С потеря веса керогена может достигать 50,5 %. Следовательно, количество коксового остатка из керогена будет составлять приблизительно 17 кг/м³, что в сумме с коксовым остатком нефти будет ≈ 31 кг/м³.

В результате проведенного исследования можно предполагать, что основная масса кокса для поддержания процесса сухого прямого внутрипластового горения в коллекторах баженовской свиты будет получена из сосредоточенного в породах керогена.

Список литературы

1. Копытов А. Г., Узбеков В. Р. Перспективы разработки битуминозных отложений Западной Сибири внутрипластовым горением, вероятные технические и технологические сложности его реализации и способы их решения // Наука и ТЭК. – 2012. – № 2. – С. 28-31.
2. Кузьмин Ю. А., Судат Н. В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского Автономного Округа — Югры // Вестник недропользователя. – 2011. – № 24. – С. 22-33.
3. Соколовский А. П. Оценка перспектив нефтегазоносности юрских отложений в южных районах Тюменской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 6. – С. 32-35.
4. Кокорев В. И. Инновационный термогазовый метод разработки отложений керогена баженовской свиты месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 37-39.
5. Сонич В. П., Батурин Ю. Е., Малышев А. Г., Зарипов О. Г. Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 63-68.
6. Дорофеева Т. В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.
7. Брадучан Ю. В., Гулари Ф. Г., Захаров В. А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Н.: Наука, 1986. – 217 с.
8. Антониади Д. Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: Недра, 1995. – 313 с.
9. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
10. Антониади Д. Г., Гарушев А. Р., Ишханов В. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
11. Григорьева Г. Ф., Фишбейн В. Ю., Рыльков А. В., Шишкина В. А. Особенности молекулярного состава продуктов термодеструкции рассеянных керогенов осадочных пород // Геохимия природной системы порода — органическое вещество — вода-нефть (газ). – Т., 1984. – С. 30-42.

Сведения об авторе

Узбеков Вадим Рафаилович, аспирант, Тюменский государственный нефтегазовый университет, e-mail: v.r.uzbekov@rambler.ru

Information about the author

Uzbekov V. R., postgraduate of Tyumen State Oil and Gas University, e-mail: v.r.uzbekov@rambler.ru