Dilatancy Model of Hydrocarbon Development

D. Degtiarev* (Industrial university of Tyumen), I. Nesterov (Industrial university of Tyumen), M. Antipina (Industrial university of Tyumen)

SUMMARY

This article is devoted to such problems as the imperfection of technologies for the development of hydrocarbon deposits, the violation of the injection of optimal fluids into oil deposits, the lack of control over the development of hydrocarbon deposits;

Innovative technologies are made up of the fundamental law of electron-nuclear interaction with a combination of the dilatancy regime in clay-bituminous reservoirs.

The basis of operational drilling is a paradigm - if known oil (gas) entered the rock bed, then it can be raised to the surface with a maximum recovery factor of up to 80% and more, regardless of the capacity factor (porosity) and the permeability of the enclosing rocks. It is not recommended to maintain reservoir pressure with water. An alternative to flooding hydrocarbon deposits is the increase in reservoir pressure due to the creation of a special regime in which free hydrocarbon radicals are formed that can break carbon-carbon bonds to form smaller molecules when their internal (spin) energy interacts with external magnetic fields. With such a development model, the budget costs, compared to the adopted oil deposit development systems, are reduced by several orders of magnitude, and the annual effect is at least 500 billion rubles. The development and implementation of the results of the proposed technologies will make it possible to create in Russia an industry independent of foreign countries in the field of geology, geophysics, development and calculation of hydrocarbon reserves.

Дилатансная модель разработки углеводородного сырья

Д.С. Дегтярев* (Тюменский Индустриальный университет), И.И. Нестеров (Тюменский Индустриальный университет), М.И. Антипина (Тюменский Индустриальный университет)

Введение

На сегодняшний день разработка месторождений происходит в обычных (традиционных) коллекторах. Но, как показывает практика, запасы в таких коллекторах начинают себя исчерпывать, происходит выработка месторождения, а годовые объемы добываемой нефти падают. Чтобы Россия по – прежнему оставалась на лидирующих позициях по добыче нефти и газа в ближайшие годы, нужно обратиться к новым технологиям, в которых альтернативой обычным (традиционным) коллекторам с залежами нефти и газа будут являться залежи в глинистых плитчатых и кремнисто-глинистых породах. По данному признаку можно выделить два типа коллекторов: традиционные (с жестким скелетом) – в них после извлечения некоторого количества нефти и газа освобождаются пустотные пространства, которые затем заполняются водой. Нетрадиционные (нет жесткого скелета) – данные коллекторы, после извлечения из них нефти и газа, сжимаются и превращаются в покрышку.

В первом типе движение флюида обуславливается гидростатическим давлением, а во втором типе – горным давлением (сланцевая нефть и газ). Анализ эксплуатации глинистых битуминозных пород на 17 месторождениях Западной Сибири показывает, что разработка ведется по аналогии с добычей нефти из традиционных поровых и трещинно-кавернозных коллекторов. Не учитывается, что в баженитах коллектор не имеет жесткого скелета, а энергия движения флюидов не зависит от гидродинамической системы недр и определяется горным давлением. Это приводит к ошибкам и занижению запасов до 15-20 раз.

Теория

Сейчас запасы нефти рассчитываются по схеме, утвержденной для песчаных коллекторов с расчетом коэффициента «пористости», площади залежей и «эффективной» толщины продуктивных зон. Эти параметры неприемлемы для подсчета запасов нефти в баженитах ввиду аномально высокого давления и отсутствия жесткого скелета в глинистых коллекторах. При подъеме керна на поверхность плитчатая порода растрескивается по плоскостям напластования или даже превращается в труху, пропитанную нефтью. Соответственно, коэффициент «пористости» может отличаться от истинной величины емкости коллектора от 2 до 10 раз и даже больше. По этой же причине эффективная нефтенасыщенная толщина даже по керну не поддается определению. По каротажным данным она также не определяется из-за высокого содержания органического вещества и радиоактивности вмещающих пород.

Для подсчета запасов и ресурсов проводятся точечные или профильные сейсмические работы с трехкомпонентными сейсмоприемниками для определения изменения коэффициента Пуассона и составления региональной термобарической (ядерно-электронной) модели формирования залежей нефти в баженовском горизонте[1]. Только 3D/3C позволяет получить 3-х мерное изображение структуры горных пород, определить их коллекторские свойства, оценить насыщение и тип флюида.

В основе методики многоволновой сейсморазведки лежит оптимальное для каждого из используемых типов волн возбуждение колебаний - использование ненаправленных источников при возбуждении продольных волн, и источников с искусственной управляемой направленностью при возбуждении монотипных поперечных волн. Технологии МВС в сочетании с методикой 3D реализуют большой экономический потенциал, т.к. дополняют 3D изображения сведениями о коллекторских свойствах пород и типе насыщения. Применение МВС резко повышает эффективность сейсмомониторинга (4D/3C), где отслеживаются изменения характеристик коллекторов в пространстве и во времени, т.е. в ходе добычи. Благодаря этому, стратегия разработки месторождения планируется точнее, с опорой не только на точечные промысловые данные.

Наибольший интерес для поисков залежей нефти и газа имеет изучение связей коэффициента Пуассона с нефтегазоносностью исследуемых интервалов разреза. Теоретически коэффициент Пуассона должен уменьшаться на участках нефтегазонасыщения по сравнению с водонасыщенными участками. Результаты полевых экспериментов, полученные на участках с известными залежами, подтверждают указанную закономерность. На рис. 1 приведены соответствующие данные по двум нефтеносным площадям[2].

Следовательно, коэффициент Пуассона говорит о флюидонасыщенности пород, чем меньше его показатель, тем сильнее насыщена порода нефтью, а значит, тем легче разрабатывать данное месторождение.

Важным моментом при разработке месторождения является ее режим работы. А для месторождений с нетрадиционными коллекторами самым оптимальным и наиболее эффективным представляется дилатантный режим разработки, потому что при резком отборе нефти возможно сжатие коллектора силами горных масс, которое приведет к тому, что коллектор превратится в покрышку, а неизвлеченная нефть останется внутри, и на восстановление скважины могут уйти годы, но более вероятно, что данная операция по восстановлению притока не принесет никакого результата.

Рисунок 1 Аномалии пластового коэффициента Пуассона в области нефтяных залежей двух месторождений: I-II - пластовый коэффициент Пуассона в "пустом" пласте между сейсмическими горизонтами I-II; II-III - то же в пласте, содержащем залежь, между горизонтами II-III (Н.Н.Пузырев, 1997) **Рисунок 1** - Аномалии пластового коэффициента Пуассона в области нефтяных залежей двух месторождений: I-II - пластовый коэффициент Пуассона в "пустом" пласте между сейсмическими горизонтами I-II; II-III - то же в пласте, содержащем залежь, между горизонтами II-III (Н.Н.Пузырев, 1997).

Дилатация в геологии — явление расширения горных пород, увеличения их пустотного пространства — пористости и разуплотнения. Такое увеличение объёма происходит под воздействием разогрева горных пород глубинными источниками тепла, интенсивного насыщения водой, нефтью, газом. Процесс дилатации горных пород сопровождается формированием месторождений полезных ископаемых.

Следует обратить внимание на то, что в определении прозвучало увеличение объёма под воздействием интенсивного насыщения нефтью и газом. Это является важнейшим фактором при разработке в режиме дилатансии. Но что провоцирует насыщение пород флюидом? На этот вопрос существуют два ответа: внешний приток, природный крекинг

Если рассмотреть в качестве примера баженовскую свиту с аномально высоким давлением, то это исключает внешний приток как причину, потому что баженовская свита со всех сторон окружена глинами, и доступ внешнего притока ограничен. Тогда имеет смысл поговорить о природном крекинге и как он происходит.

Природный крекинг — это новообразование новых более мелких молекул за счет тяжелых фракций нефти (смолы, асфальтены). Крекинг сланцевой нефти из органического

вещества происходит при снижении давления с учетом содержания в нем неспаренных возбужденных электронов вокруг ядер смежных ядер углерода, которые проявляются в создании электромагнитных полей, взаимодействующих с неспаренными электронами вокруг смежных ядер углерода в органическом веществе с образованием свободных углеводородных радикалов H , CH , CH_2 , CH_3 и др., которые способны разорвать связи $-C-C-$ и CH_2 в алифатических цепях кольцевых структур с образованием более мелких молекул.

Получается, что в ходе эксплуатации скважины падает дебит скважины, а вместе с ним и давление, все это является благоприятным условием для новообразования более мелких молекул в пластовых условиях недр (природный крекинг). В процессе накопления углеводородного сырья, повышается давление, а вместе с ним и дебит скважины. Все это объясняет пилообразный график суточного дебита скважины, представленного на рис. 2

Рисунок 2 Дилатантный режим работы скв. 64 Северо-Лемпинской площади Салымского НГР в ХМАО при разработке глинистых битуминозных пород баженовской свиты

1. Дилатантный режим отбора нефти с периодическим изменением объема нефти (Q_d ; q_i ; T_n)
2. Падающий режим отбора нефти с равномерным изменением суточного дебита скважины.
3. Усредненная кривая изменения суточного дебита скважины во времени.
4. Нефтегазоносный район.

Вывод

Отсюда следует вывод, что нефть в природных залежах глинистых плитчатых пород формируется одновременно с коллектором при снижении пластового давления за счет изменения горного давления. При современных технических возможностях снижение давления можно регулировать в каждой скважине и, соответственно, в любой точке развития битуминозных пород можно получить нефть, если возможно снизить давление до расчетного. Дебит ее определяется термобарическим коэффициентом, концентрацией в ОВ парамагнитных центров и первоначальным количеством и степенью зрелости материнского органического вещества в дренируемом объеме скважины, представленном на рис. 3. То есть в зависимости от соотношения термобарического коэффициента и концентрации в органическом веществе парамагнитных центров можно говорить о фазовом состоянии залежи вплоть от газовых в породах континентального генезиса до нефтяных [3].

Рисунок 3 Распределение залежей УВС по фазовому состоянию в зависимости от термобарического коэффициента и энергетического потенциала РОВ пород

Фазовое состояние:

1. Газовые в породах континентально генезиса
2. Газовые в породах морского генезиса
3. Нефтегазовые
4. Газоконденсатные
5. Газоконденсатнонефтяные
6. Нефтяные

Библиография

- [1] И.И. Нестеров «Битуминозные глинистые породы – новый глобальный резерв топливно-энергетического сырья» Тюмень, 2011. –35с.
- [2] А.С. Борисов «Многоволновая сейсморастворка (МВС)» Казань, 2013. – 31с.
- [3] И.И. Нестеров «Перечень инновационных технологий, в том числе прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом» Тюмень, 2015. – 73с.

References

- [1] Nesterov, I.I. [2011]. Bituminous shale – the new global reserve of fuel and energy raw materials. Tyumen, 35p.
- [2] Borisov A.S. [2013]. Multicomponent seismic. Kazan, 2013. 31p.
- [3] Nesterov I.I. [2015]. The list of innovative technologies, including advanced technologies that have no analogues abroad. Tyumen, 73p.