

**В** настоящее время место глубины зарезки второго ствола выбирают практически без строгого обоснования, пользуясь только каротажными материалами [1].

Однако, как показала практика, это не всегда позволяет, что называется, попасть в цель. Это объясняется следующими факторами:

1. Электрический каротаж на то время, когда необходимо определить глубину зарезки второго ствола, не всегда отвечает строгим требованиям выбора глубины зарезки, поскольку за время эксплуатации скважины данные, полученные после бурения и проведения каротажа, могут отличаться в связи с изменением первоначальных залежей нефти в пласте или в другом месте, содержание нефтяных скоплений может быть замещено водой или газом. Если к этому добавить размышления о том, что ресурсы нефтяной залежи могут восполняться [1], тогда достоверность каротажных материалов «потонет» в хоре критических замечаний.
2. Кроме того, выбор глубины зарезки осуществляют без учета нахождения газовой залежи «над» или «под» нефтяным пластом. Между тем нахождение газового пласта «над» нефтяным пропластком могло бы стать дополнительной энергией для вытеснения флюида из пласта в скважину.

Пользуясь теплопроводными свойствами горных пород и насыщающих их флюидов, термодинамическими свойствами нефти и газа (теплоемкость, энтальпия, термодинамический потенциал и др.), авторы смогли разработать и предложить для совершенствования подземного ремонта скважины новинку – зарезку второго ствола, с которой, собственно, авторы и предлагают ознакомиться на страницах журнала.

Из сказанного нетрудно прийти к выводу, что в настоящее время зарезку второго ствола производят без ожидания эффективности, так как неизвестно истинное, в актуальном смысле, содержание флюидов за длительное время работы скважины (часто в течение более 20–30 лет). Не производится также и выбор местоположения глубины зарезки относительно местоположения газового пласта, который может быть использован в качестве дополнительного источника энергии при вытеснении нефти к забоям действующих скважин.

Обнаруженную проблему можно решить, если использовать предлагаемый инновационный метод [2].

## ТЕРМОНАВИГАЦИОННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ЗАРЕЗКИ ВТОРОГО СТВОЛА С ПОМОЩЬЮ КОЛТЮБИНГА

Ю.А. БАЛАКИРОВ, И.Б. БУРКИНСКИЙ, ООО «Юг-Нефтегаз»

## A THERMAL NAVIGATION METHOD OF SIDETRACKING DEPTH DETERMINATION USING COILED TUBING

Yu.A. BALAKIROV, I.B. BURKINSKY, Yug-Neftegaz Ltd.

**A**t present, the sidetracking depth zone is usually located without any rigorous substantiation based on the logging data only [1].

However, as practice has vividly showed, this does not always enable us to “hit the target”, so to speak. This situation can be explained by the following factors:

1. Electric logs used to determine the sidetracking depth do not always meet the strict sidetracking depth selection criteria because as the well is operated the data obtained after the drilling and logging procedures may vary due to the changes in the initial oil deposits discovered in a formation or any other place. Besides, the registered oil content may be replaced with water or gas. If we add the possibility of oil deposit replenishment [1] to the equation, then the credibility of logging data will simply “sink” in the chorus of critical remarks.

2. Moreover, the sidetracking depth is selected without taking into account whether the gas deposit is located “above” or “below” the oil-containing formation.

Meanwhile, the location of the gas-containing formation “above” the oil interlayer could offer extra energy for expulsion of fluid from the formation right into the wellbore.

Using the heat conducting properties of rock formations and fluids contained therein as well as thermodynamic properties of oil and gas (heat-absorption capacity, grand total heat, thermodynamic

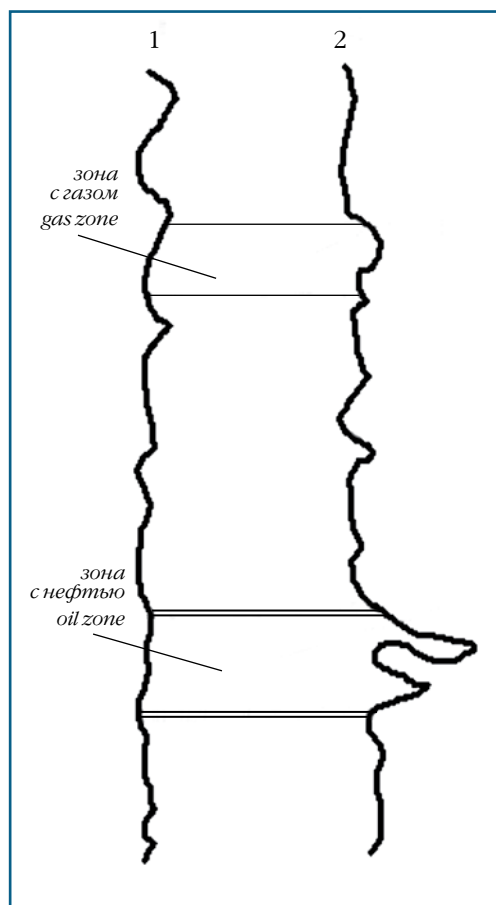
Он осуществляется следующим образом:

1. Снимается термограмма по стволу простаивающей скважины через 20, 50, 70 или 100 метров глубины с термометром (регистрирующим или с местной регистрацией записи), здесь необходимо использовать гибкую трубу колтюбинговой установки.
2. Нагнетают в скважину сухой пар с температурой 150, 200, 250 и 300 °С в течение 5 часов.
3. Нагнетание сухого пара осуществляют таким же образом и на следующий день.
4. Снимается температура в нагретой скважине поинтервально, как указано в п. 1.
5. Снятие термограммы сопоставляют для определения идентичности (рисунок 1).
6. Снятые термограммы до (эталонные) и после (рабочие) обогрева скважины сопоставляются методом корреляции и определяются участки, отличные от первоначально снятой термограммы с последующей (рабочей) термограммой после согрева скважины.

Эту инновацию можно успешно внедрить, если к гибкой трубе присоединить термограф с регистрацией записи поствольного измерения температуры, а также резцы и другие инструменты для вырезки окна в эксплуатационной колонне с целью зарезки второго ствола. ☉

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Справочная книга по нефти (под ред. Ш. К. Гиматудинова). – М.: Недра, 1974.
2. Сулейманов, А. Б. Техника и технология капитального ремонта скважины / А. Б. Сулейманов [и др.]. – М.: Недра, 1987.
3. Балакиров, Ю. А. Термодинамические свойства нефти и газа / Ю. А. Балакиров. – М.: Недра, 1972.



1. Эталонная термограмма  
2. Рабочая термограмма  
1. Reference temperature log  
2. Working temperature log

**Рисунок 1 – Возможные эторы термограмм**  
**Figure 1 – Possible wellbore temperature curves**

potential, etc.) the authors managed to develop and propose a new way of underground repairs facilitation, and namely – sidetracking, which is the topic of the article published in the current issue of the journal.

Based on the information provided above, one can easily surmise that at present sidetracking is carried out without efficiency expectations, since it is impossible to trace the actual fluid content throughout the total wellbore operation period (which often spans for over 20–30 years). Furthermore, the sidetracking depth zone location is selected with no account of the location of the corresponding gas-containing formation that can be used as an additional source of energy for oil displacement to the bottoms of active wells.

The identified problem can be solved by using the proposed innovative method [2].

It is implemented as follows:

1. A thermometer (self-recording or with a local recording feature) is used to record the temperature in an idle well with the spacing of 20, 50, 70 or 100 meters down the hole; a coiled tubing assembly must be used for this purpose.
2. Dry steam of 150, 200, 250 and 300 °С is then pumped into the wellbore for 5 hours.
3. Dry steam pumping must be resumed on the next day and continued in the exact same manner as described above.
4. The temperature readings in the heated well must be recorded selectively, as described in item 1.
5. The obtained temperature logs are then compared to determine their identity (Figure 1).
6. The temperature logs obtained before (reference) and after (working) the wellbore was heated are compared using the correlation method to identify the sections that differ from the initially logged temperature and the (working) temperature logged after the wellbore was heated.

This innovation can be successfully introduced if a thermograph capable of per-borehole temperature logging is attached to a coiled tubing assembly as well as boring tools and other instruments used for drilling windows in production casings for sidetracking purposes. ☉