

Роснефть: Перспективы оценки насыщенности коллекторов в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов скважин по данным флюидных коэффициентов газокаротажа ГТИ (на примере Советского месторождения нефти).

Rosneft: Enhancing Oil Production in Mature Fields Through the Use of Mud Logging in Horizontal Wells



Р.Р. Миникеев, ООО «Петровайзер».
Д.Е. Голубков, ОАО «НК «Роснефть».

R. R. Minikееv, ООО "Petroviser"
D. E. Golubkov, ОАО "NK Rosneft"

Введение

Основным направлением развития современной нефтедобывающей промышленности является повышение эффективности извлечения запасов месторождений нефти на поздней стадии разработки. Одним из способов повышения эффективности является бурение боковых и горизонтальных стволов скважин и комплексная интерпретация геофизических и геолого-технологических данных.

Впервые идея использования данных газосодержания бурового раствора при бурении скважин для выявления нефтегазонасыщенности разреза была высказана в 1933 г. В.А.Соколовым и М.В.Абрамовичем. Внедрение в практику хроматографии газов В.А.Соколовым, А.М.Туркельтаубом и В.А.Жуковицким было осуществлено в 1951-1955гг. ГТИ появилось только в 60-х годах, являясь попыткой расширить комплекс геохимических исследований путем измерений технологических параметров в процессе бурения [1]. В настоящее время данные ГТИ активно используются многими нефтяными компаниями, в том числе на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» в режиме on-line при проводке горизонтальных стволов скважин.

Introduction

The main aim of the oil industry, at present, is to increase operational efficiency and increase production in mature fields. One way to achieve this is to drill lateral and horizontal wells and to combine this with the interpretation of the geophysical and geotechnical data.

The idea of using the mud gas data while drilling, in order to detect the hydrocarbon saturation of the borehole, was first suggested in 1933 by V. A. Sokolov and M. V. Abramovich. Gas chromatography was introduced by V. A. Sokolov, A. M. Turkeltaub and V. A. Zhukovitsky in 1951-1955. GTI then appeared in the 1960's, and was an attempt to expand the geochemical surveys through measuring drilling process parameters [1]. At present, GTI data is widely used by many oil companies, including Rosneft, while drilling horizontal wells.

Mud Logging

Mud logging enables the evaluation of the level of hydrocarbon saturation of the formations by comparing the various hydrocarbons in the mud with the existing background levels.

Газовый каротаж.

Результаты газового каротажа, как типа геофизического метода, позволяют дать количественную оценку газонефтенасыщенности пластов по изменению содержания различных углеводородов в буровом растворе по сравнению с фоновыми значениями.

С целью повышения эффективности интерпретации результатов газового каротажа ГТИ, необходимо использовать данные как в функции глубин, так и времени. Наличие исходной информации в функции времени позволяет произвести контроль сформированного архива в функции глубин и проанализировать газопоказания после бурения.

Использование информации в масштабе глубин – при проводке скважины в процессе бурения.

Использование информации в масштабе времени:

- » данные газового каротажа после бурения (диффузионного каротажа);
- » привязка газовой аномалии к конкретному интервалу глубин после рас-ширки, проработки, наращиваний, перерывов в циркуляции, в процессе промывки;
- » анализ поглощений промывочной жидкости и проявлений флюидов [2].

Геолого-технологические исследования, телеметрические исследования с применением азимутальных методов каротажа и синтетический каротаж являются основой для принятия решений при проводке боковых и горизонтальных стволов скважин. Количественная оценка продуктивности коллектора непосредственно в процессе бурения основывается в том числе и на результатах газового каротажа. Существует целый ряд факторов, от которых зависит отмечаемое количество газа на устье. Это следующие факторы:

- » тип и свойства бурового раствора и добавок;
- » геологические условия района исследования;
- » особенности технологии бурения;
- » состав и качество газоаналитического оборудования.

Рассмотрим возможности использования данных ГТИ при проводке скважин на Советском месторождении (ОАО «Томскнефть» ВНК).

Месторождение расположено на территории Томской и Тюменской областей, открыто в 1962г., в разработку введено в 1966г. Основной объем начальных геологических запасов нефти содержится в продуктивном горизонте AB1. По геологическому строению месторождение относится к сложным, что обусловлено многопластовостью и макронеоднородностью строения продуктивных пластов. В разрезе верхней половины объекта AB1

In order to be more effective when interpreting the GTI mud logging results, it is necessary to use the data in respect of both depth and time. The availability of the source data in the time aspect makes it possible to monitor the depth aspect and therefore analyse the gas indications post-drilling. So, you would use the information in the depth aspect when drilling the hole, and use the information on the time aspect when:

- » mud logging data post-drilling (diffusion log);
- » associating the gas anomaly with a specific depth interval after hole enlargement, reaming, adding lengths, mud-return breaks, during clean-up;
- » analysis of the lost circulation and fluid kicks [2].

Geotechnical surveys, telemetry surveys using azimuthal logging methods, and synthetic logs are the bases for making intelligent decisions when drilling lateral and horizontal wells. Evaluating the reservoir's productivity during drilling is based on, above all else, the mud logging results. There are a number of factors that affect the amount of gas observed at the wellhead. These are as follows:

- » type and properties of the drilling fluids and additives;
- » geological conditions within the survey area;
- » drilling technology specifics;
- » composition and quality of gas analysis equipment.

Let's discuss the possibilities of using the GTI log data while drilling in the Soviet era field. The operating company was ОАО «Tomskneft» VNK.

The field is situated in the Tomsk and Tyumen oblasts, it was discovered in 1962 and came on stream in 1966. Most of the original oil in place is contained in the pay zone AB1. In terms of its geological structure, the field is complex, which is due to its multiple formations and the macro heterogeneity of the pay zone structure. In the upper section of the AB1 productive formation, high shale content was identified with textural features that are commonly called "hazel grouse" in the Russian oil patch. This increases the degree of heterogeneity of the oil bearing part of the reservoirs and deteriorates the whole hydrodynamic drive processes.

One of the main sources of information obtained while drilling horizontal and lateral wells in this Soviet era field is GTI velocity & mud logging. The assessment was carried out for pay formations with good poroperm properties, which were selected on the basis of velocity logging and compulsory geological surveys (such as mud description and analysis, calcimetry, luminescent-bituminological analysis, porosity and density analysis, gas content). The following were used during the assessment:

- » residual gas saturation factor (F_{gas}) for gas bearing formations, residual hydrocarbon saturation factor (F_{hc}) for hydrocarbon bearing formations;
- » base triangle methods;
- » fluid coefficient methods;
- » Pixler charts;
- » RAG diagrams, etc. [3]

выявились повышенные глинистость и текстурные особенности, что в промысловой практике именуется «рябчиком». За счет этого повышается степень неоднородности нефтенасыщенной части коллекторов и ухудшаются процессы гидродинамического вытеснения в целом.

Одним из основных источников информации, получаемой при бурении горизонтальных и боковых стволов скважин на Советском месторождении, является механический и газовый каротаж ГТИ. Оцениваются выделенные по механическому каротажу и комплексу обязательных геологических исследований (описание и анализ шлама, карбонатометрия, ЛБА, анализ пористости и плотности, измерение газосодержания) продуктивные пласты с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. При этом используют:

- » коэффициент остаточной газонасыщенности (Fg) для газосодержащих пластов, коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности (Fнг) для нефтегазосодержащих пластов;
- » методы базовых треугольников;
- » методы флюидных коэффициентов;
- » палетки Пикслера;
- » диаграммы РАГ и пр. [3].

В работе использованы методы флюидных коэффициентов.

The following methods of fluid coefficients were used in the study: From June 2013 to June 2014, GTI data for 20 wells from the Soviet era field were analysed using the “PS KiUSS” software package (developed by OOO “Petroviser”). During the interpretation, the following basic international fluid coefficient methods were used:

- » OPUS3 (composite indicator of hydrocarbon composition, version 3);
- » X-log (Wh, Bh, Ch);
- » Pixler ratios (C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5) [4, 5].

Generally, line graphs plotted using the first and the last methods (OPUS3 and Pixler's) help determine the the gas-oil contact (GOC) and the entry into the formation and give a more accurate representation of the fluid type (gas / gas condensate / oil condensate / oil / water), while the x-log diagrams provide us with a more generic picture of the fluid segregation between gas and oil. The interpretation results make it possible to:

- » detect the entry into the target interval;
- » perform further well placement (Fig. 1);
- » assess the degree of hydrocarbon saturation of the formations;
- » perform correlation with the data acquired from other logging types;
- » identify commercial hydrocarbon deposits.

Interpreting the geophysical logging data in order to forecast the GOC and WOC locations presents a problem. However, by comparing the well placement data (Fig. 1) and the results

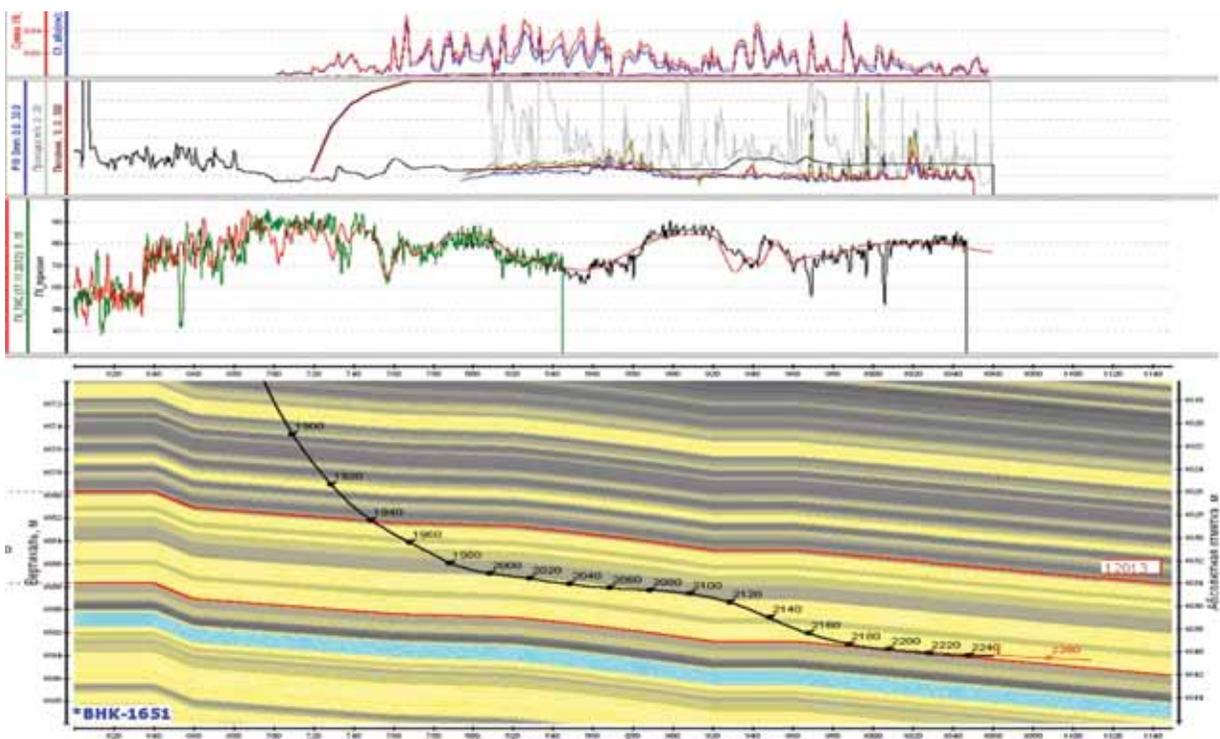


Рис.1 Скважина №4. По данным геологического сопровождения бурения скважин.
Fig. 1. Well No. 4. As per data of the well placement.

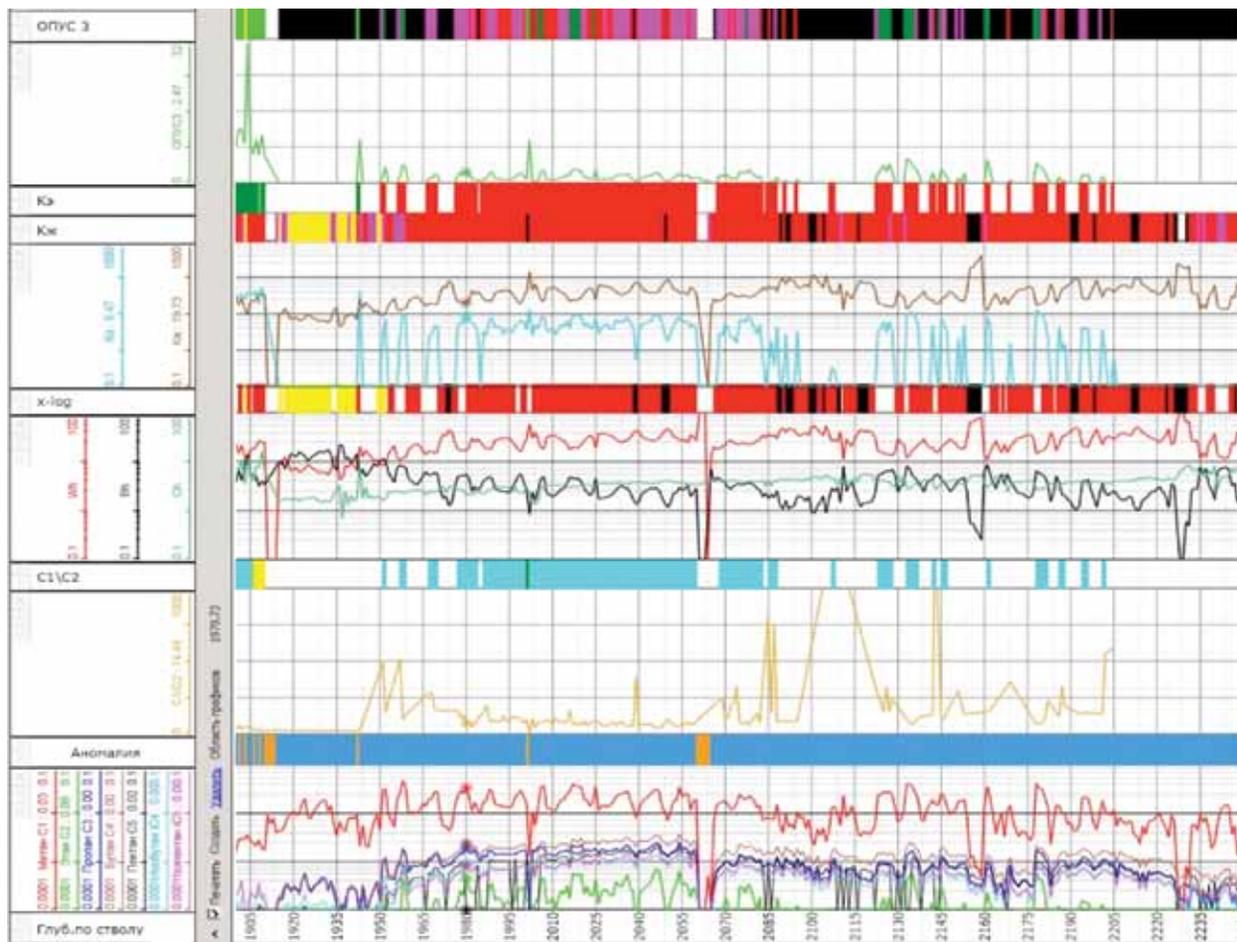


Рис.2 Скважина №4. По данным анализа газового каротажа ГТИ.
Fig. 2. Well No. 4. Based on the GTI mud log analysis.

За период времени июнь 2013 - июнь 2014 проанализированы данные ГТИ по 20 скважинам Советского месторождения с использованием программного комплекса «ПС КиУСС» (разработчик программного обеспечения – ООО «Петровайзер»).

При интерпретации использованы основные применяемые в мировой практике методики флюидных коэффициентов:

- » ОПУС3 (обобщенный показатель углеводородного состава, версия №3);
- » X-log (Wh, Bh, Ch);
- » Соотношения Пикслера (C1/C2, C1/C3, C1/C4, C1/C5) [4,5].

Как правило, графики кривых, построенные по первому и последнему методу (ОПУС3 и Пикслера) помогают в определении контакта газ-нефть (ГНК) и входа в пласт и дают более точное представление о типе флюида (газ-газоконденсат-нефтеконденсат-нефть-вода), в то время как по диаграммам x-log получаем более общую картину разделения флюида на газ-нефть.

of interpretation of mud logging while drilling using “PS KIUSS” (Fig. 2), we can identify the entry into the pay formation, determine the saturation behaviour and the possible presence of commercial deposits. In Fig. 2 we can clearly see the increase of C1-C3 gases in the bottom graph and the rise of the Wh line in the x-log method of the middle graph from the 1945-m depth, the saturation has changed from the gas one to the oil one. When drilling the hole in the “hazel grouse” shale interlayers (in Fig. 1 these are 2060-2120 m and 2180-2250 m depths), gas indications drop in these intervals (Fig. 2).

Fig. 3 shows the placement of the horizontal hole of Well No. 12, and Fig. 4 shows the interpretation of GTI mud logging for the same well. It can be seen that there’s a clear match between the GTI data and well placement data (entry into the target at 1970 m measured depth (1683.5 m vertical depth) and exit from the formation within 2040-2100 m measured depth intervals; hole holding in the middle of the target with the best poroperm properties from 2300 m measured depth (1689-1692.5 m vertical depth). The saturation determined by OPUS-3 and x-log methods gives oil, while the Pixler ratios do not provide a clear picture of the saturation behaviour due to the low C2 (ethane) content in the mud while drilling.

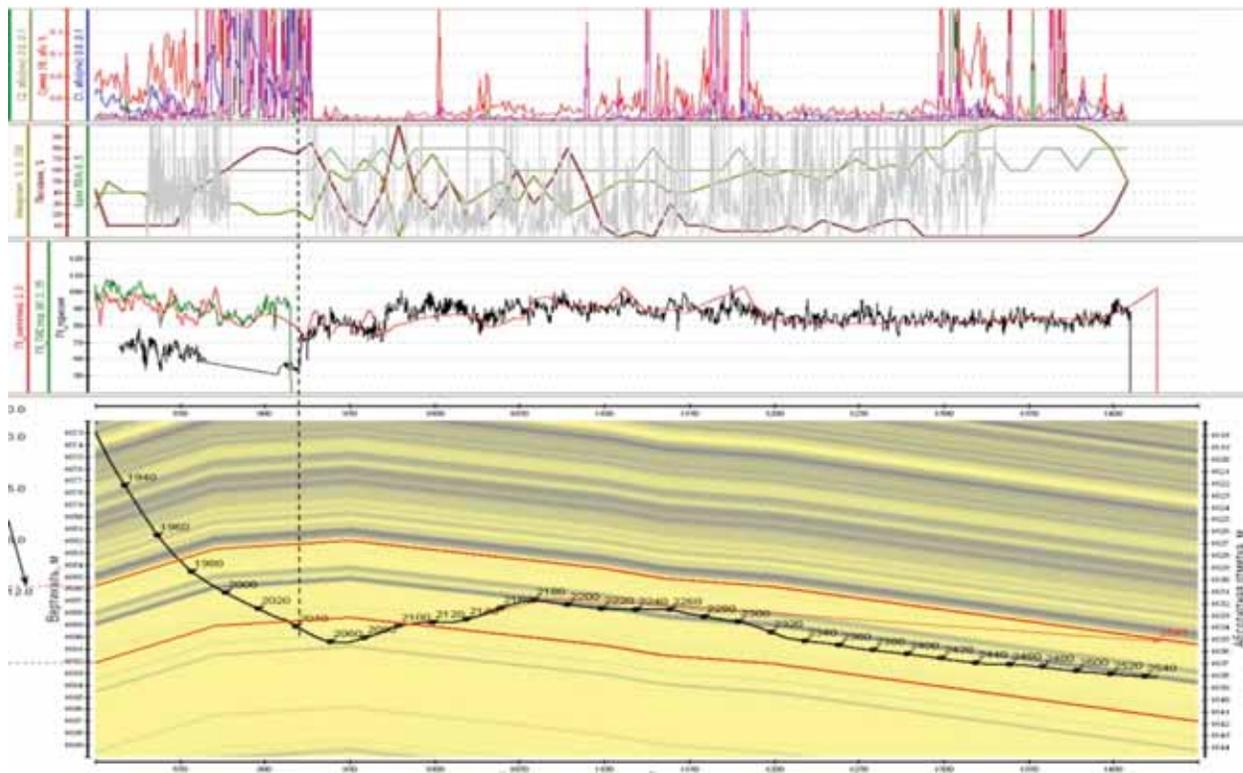


Рис.3 Скважина № 12. По данным геологического сопровождения бурения скважин.
Fig. 3. Well No. 12. As per data of the well placement.

Результаты интерпретации позволяют:

- » выявить вход в целевой интервал;
- » осуществить дальнейшее геологическое сопровождение (рис. 1);
- » оценить степень нефтенасыщенности пластов;
- » выполнить корреляцию с данными других типов каротажа;
- » выделить техногенные залежи УВ.

Вызывает затруднение интерпретация данных ГИС для прогноза местоположения ГНК и ВНК. Тем не менее, сравнивая данные геологического сопровождения бурения скважин (рис. 1) и результаты интерпретации газового каротажа в процессе бурения по «ПС КиУСС» (рис. 2), можно выделить вход в продуктивный пласт, определить характер насыщения и возможное наличие техногенных залежей. На рис.2 хорошо видно увеличение газов С1-С3 на нижнем графике и рост кривой Wh в методике x-log среднего графика с глубины 1945м, насыщение сменилось с газового на нефтяное. При проводке скважины в глинистых пропластках «рябчика» (по рис.1 глубины 2060-2120м и 2180-2250м) суммарные газопоказания падают в этих интервалах (рис.2).

На рисунке 3 представлена проводка горизонтального ствола скважины №12, на рис. 4 показана интерпретация газового каротажа ГТИ по той же скважине. Отмечается явное соответствие данных ГТИ и сопровождения бурения

Conclusion

The behaviour of the fluids, in the Soviet era field deposits, when they have been determined by conventional geophysical logging (GIS) methods is controversial. The use of the mud logging data and a combined interpretation of GIS and GTI data, honouring all the specifics of the drilling work and field geological structure, increases the effectiveness of the performed survey.

Mud logging interpretation to differentiate gas- and oil-saturated sections in structurally complex reservoirs of the AB1 formations increases the horizontal well placement efficiency and helps increase the rates of production from the Soviet era wells.

References

1. E. E. Lukyanov Geotechnical and geophysical surveys while drilling. – Novosibirsk: ID "Istoricheskoe nasledie Sibiri" (Historical heritage of Siberia), 2009 – 752 pages.
2. E. V. Tarassova, "Operativnaia ocenka nasyshchennosti porod po gazovomu karotazhu" (Real-time assessment of rock saturation using the mud logging results). – Tver: NTV "Karotazhnik", Issue 10 (208), pages 10-21, 2011.
3. D. E. Golubkov, "Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki plasta AV1 Sovetskogo mestorozhdeniia dlia effektivnogo promyshlennogo osvoeniya" (Improvement of the Soviet field's AB1 formation development technologies for effective commercial development). – Moscow: "Territoriya NEFTEGAZ" Magazine, Issue 6, pages 88-90, June 2013.
4. E. E. Lukyanov, New technology of determination of the

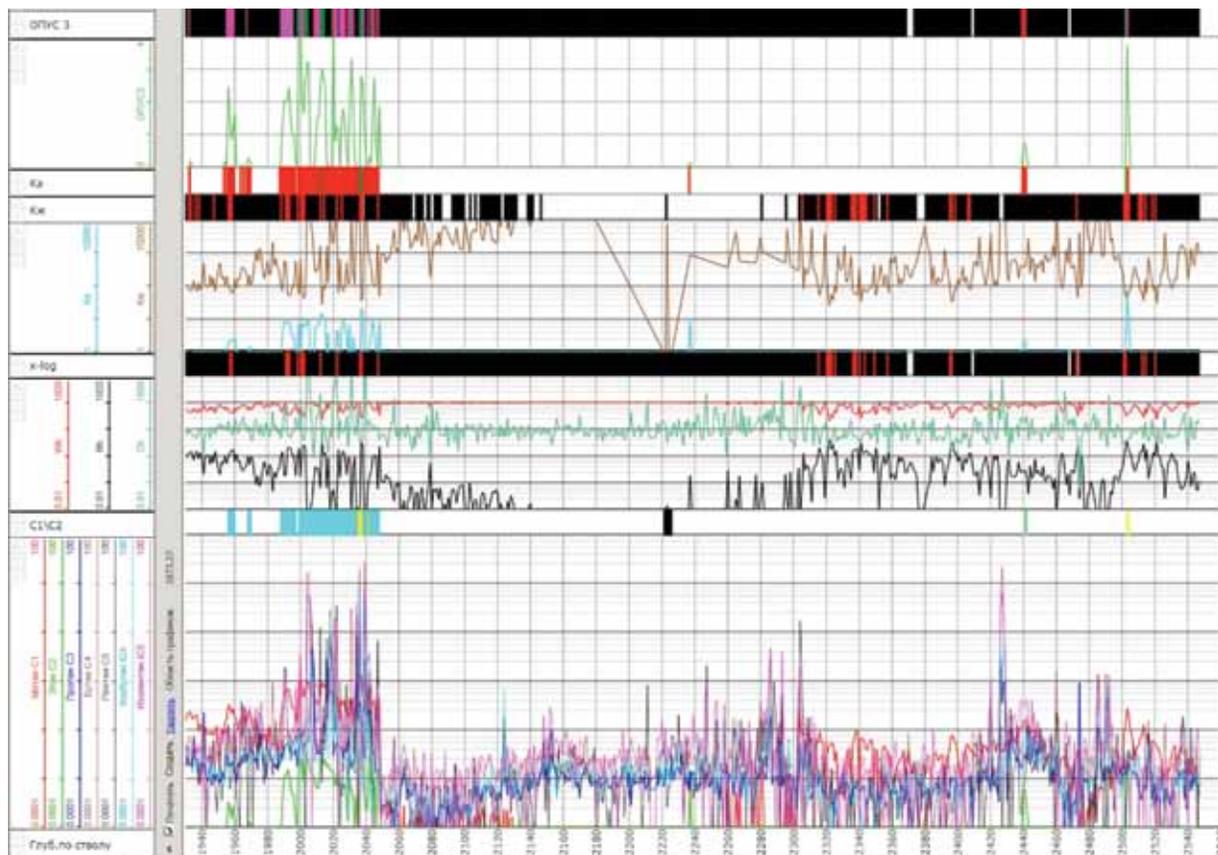


Рис.4 Скважина №12. По данным анализа газового каротажа и ГТИ.

Fig. 4. Well No. 12. Based on the GTI log and mud log analysis

(вход в целевой объект на глубине 1970м по стволу (1683,5м по вертикали) и выход из пласта в интервалах глубин 2040-2100м по стволу; удержание ствола в середине целевого интервала с наилучшими ФЕС с глубины 2300м по стволу (1689-1692,5м по вертикали). Насыщение по методам ОГУСЗ и x-log даёт нефть, по соотношениям Пикслера характер насыщения неясен в силу низкого содержания С2 этана в промывочной жидкости при бурении.

Выводы

Характер состояния флюида в залежах Советского месторождения обычными методами ГИС определяется неоднозначно. Использование данных газового каротажа, а также комплексная интерпретация данных ГИС и ГТИ, с учетом всех особенностей бурения и геологического строения месторождения повышает эффективность проводимых исследований.

Интерпретация газового каротажа для дифференциации газо- и нефтенасыщенных участков в сложнопостроенных коллекторах пластов АВ1 повышает эффективность геологического сопровождения бурения горизонтальных стволов и способствует увеличению дебита нефти скважин на Советском месторождении.

saturation behaviour of reservoirs based using the mud logging data. – Tver: NTV “Karotazhnik”, Issue 8, pages 75-104, 2008.

5. E. E. Lukyanov, GTI Data Interpretation. – Novosibirsk: ID “Istoricheskoe nasledie Sibiri” (Historical heritage of Siberia), 2011. – 944 pages.

Список литературы

1. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. – Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752с.
2. Тарасова Е.В., Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу. – Тверь: НТВ «Каротажник», №10(208), С.10-21, 2011.
3. Голубков Д.Е., Совершенствование технологий разработки пласта АВ1 Советского месторождения для эффективного промышленного освоения. – М.: Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ», № 6, С. 88-90, июнь 2013.
4. Лукьянов Э.Е., Новая технология определения характера насыщения пластов-коллекторов по данным газового каротажа. – Тверь: НТВ «Каротажник», №8, С.75-104, 2008.
5. Лукьянов Э.Е., Интерпретация данных ГТИ. – Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2011. – 944с.