

УДК 550.832.543

*С. Ю. Шигапова, Т. Е. Меженская, А. А. Волнухина  
ООО "Нефтегазгеофизика"  
Е. В. Мастерских, Г. П. Яковлева  
ООО "Юганскнефтегазгеофизика"*

## **ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СО-КАРОТАЖА ДЛЯ ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРА ТЕКУЩЕГО НАСЫЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТЕЮГАНСКОГО РАЙОНА В 2005 г.**

Эффективность СО-каротажа на месторождениях Нефтеюганского района в поздней стадии разработки, с высокой обводненностью пластов составляет от 85% для низкодебитных скважин и 65% для высокодебитных скважин, где имели место большие воздействия на пласт.

В 2005 г. НПО "Октургеофизика" и ООО "Нефтегазгеофизика", г. Тверь совместно с ООО "Юганскнефтегазгеофизика", г. Нефтеюганск проведены исследования методом углерод-кислородного каротажа в эксплуатационных скважинах ОАО "Юганскнефтегаз" на месторождениях Нефтеюганского района. Исследуемые месторождения находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью обводненности продуктивных пластов. Месторождения – пластово-сводовые, с низкой минерализацией пластовой воды от 15 до 20 г/л и применяемой системой заводнения поверхностными пресными и сеноманскими слабоминерализованными и подтоварными водами.

Продуктивные пласты-коллекторы Сургутского свода представлены терригенными меловыми отложениями полимиктового состава (пласты групп АС и БС). Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов изменяются в широких пределах. Открытая пористость составляет 16–25%, глинистость от первых процентов – до 35–40%. Начальные коэффициенты нефтенасыщения изменились от 20 до 55% для пластов группы АС и от 50 до 70% для пластов БС.

Всего было выполнено 51 исследование, из них на Мамонтовском месторождении – 20, на Правдинском – 10, по 6 исследований на Лемпинском и Ю-Сургутском месторождениях, 4 – на Тепловском и по 1 на Усть-Балыкском, Кудринском, В-Сургутском, Солкинском и Ефремовском месторождениях.

Исследования проводились с целью оценки характера текущего насыщения ( $k_{\text{н.тек}}$ ) неперфорированных пластов-коллекторов в скважинах, обсаженных стальными колоннами. Для решения этой задачи проводился комплекс ГИС, включающий исследования методами импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (С/О-каротаж) аппаратурой серии АИМС (г. Тверь), спектрометрического гамма-каротажа (СГК) аппаратурой серии СГК-1024 (г. Тверь) и импульсного нейтрон-нейтронного гамма-каротажа (ИННК) аппаратурой серии АИНК (г. Москва). Скважинные исследования методами С/О-каротажа и СГК проводились НПО "Октур-геофизика", методом ИННК – ООО "Юганскнефтегазгеофизика". Обработка и интерпретация полученных данных велась в ООО "Нефтегазгеофизика" и корректировалась специалистами ООО "Юганскнефтегазгеофизика".

Для решения задачи контроля текущей нефтенасыщенности коллекторов по данным С/О-каротажа использовалась технология, разработанная в ОАО "Нефтегазгеофизика", г. Тверь [1]. С целью обеспечения необходимой статистики и уменьшения погрешности определения  $k_{\text{н.тек}}$  в исследуемых интервалах выполнялись два замера со скоростью регистрации 50,0–60,0 м/ч. Достигнутая абсолютная погрешность  $k_{\text{н.тек}}$  (С/О) не превышала  $\pm 10\%$  абсолютных величин в пересчете на мощность пласта в 1,0 м. Качество определения  $k_{\text{н.тек}}$  (С/О) оценивалось и контролировалось на каждом этапе обработки.

Расчет нефтенасыщенности проводился как по методике нормализованных отношений  $\langle \text{C}/\text{O} \rangle_{\text{гинр}}$  и  $\langle \text{Ca}/\text{Si} \rangle_{\text{гинр}}$ , так и по методике, основанной на приращении кривой  $\langle \text{C}/\text{O} \rangle_{\text{гинр}}$ . В обоих случаях проводилось исправление кривых  $\langle \text{C}/\text{O} \rangle_{\text{гинр}}$  и  $\langle \text{Ca}/\text{Si} \rangle_{\text{гинр}}$  за влияние технических условий каротажа, технического состояния эксплуатационной колонны, а также вводились поправки за пористость и глинистость коллекторов. Для расчетов использовались данные о пористости и глинистости, рассчитанные по данным обработки результатов каротажа в открытом стволе. В применяемой методике обработки данных С/О-каротажа использовались неизменные, оптимизированные диапазоны энергетических окон, обеспечивающие необходимую точность определения рассчитываемых параметров и сохранения неизменных метрологических характеристик.

Было исследовано 100 продуктивных интервалов, которые находились на разной степени обводненности и выработки.

По результатам проведенных исследований в 33 скважинах выполнен переход на новый эксплуатационный объект и проведено опробование. В 24 случаях получено совпадение результатов С/О-каротажа с данными освоения и в 9 случаях несовпадение. Таким образом, эффективность исследований С/О-каротажом составила 73%.

Критерии совпадения данных С/О-каротажа и опробования скважин по данным ОАО "Юганскнефтегаз" следующие:

характер текущего насыщения	обводненность
H (нефтенасыщен)	до 25%
H+B (нефтеводонасыщен)	от 25 до 50%
B+H (водонефтенасыщен)	от 50 до 90%
CH (насыщенность слабая, остаточная)	свыше 90%

В качестве примера совпадения представлены результаты исследований по скв. 8422 /759 Мамонтовского месторождения (рис. 1).

Первоначально пл. АС5-6 в интервалах 2060,2–2082,4 м определялся нефтенасыщенным с  $k_{\text{н. нач}}$  от 26 до 52,9%, в интервале 2083,0–2087,2 м нефтеводонасыщенным с  $k_{\text{н. нач}}$  – 26–31,7%, ниже глубины 2087,2 м пласт водонасыщен. По результатам проведенных исследований пласт АС5-6 в интервалах 2060,2–2061,4, 2062,6–2063,0, 2063,4–2063,8, 2065,2–2065,6, 2066,0–2066,4 м определялся как пониженно-нефтенасыщенный с низкими ФЕС с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) от 27 до 32%, в интервале 2066,8–2068,0 м – нефтеводонасыщенный с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 50%, в интервале 2068,0–2071,0 м пласт водонефтенасыщен с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 43–30%. Пласт перфорирован в интервалах 2060,4–2061,8, 2062,6–2066,4 и 2067,0–2071,0 м. По результатам опробования скважины общий дебит составил  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$  с обводненностью продукцией 30%, что хорошо подтверждает результаты С/О-каротажа.

Причины несовпадений однозначно не оцениваются. Сложность анализа этих случаев заключается в отсутствии дополнительных геофизических исследований в процессе освоения скважин по определению профилей притоков и техсостоянию эксплуатационной колонны. Из 9 случаев несовпадений в 6 скважинах наблюдалось увеличение процента обводненности от ожидаемого притока, и в 3 скважинах получены притоки с меньшей обводненностью.

На рис. 2 приведены результаты несовпадения С/О-каротажа и данные по освоению скв. 1824/9а Мамонтовского месторождения.

Первоначально пласт БС8 в интервалах 2333,2–2344,8 м определялся нефтенасыщенным с  $k_{\text{н. нач}}$  от 56 до 64%, ниже глубины 2344,8 м пласт водонасыщен. По результатам проведенных исследований пласт БС8 в интервалах 2333,2–2335,6 и 2337,2–2339,6 м определяется как нефтенасыщенный с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 56–64%, в интервале 2340,8–2342,0 м – нефтеводонасыщен с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 43%, в инт. 2342,0–2344,8 м пласт водонефтенасыщен  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 33% и ниже глубины 2347,2 пласт водонасыщен. Перфорирован пласт в интервале 2333,0–2337,0 м. За 1-й месяц работы скважины дебит в

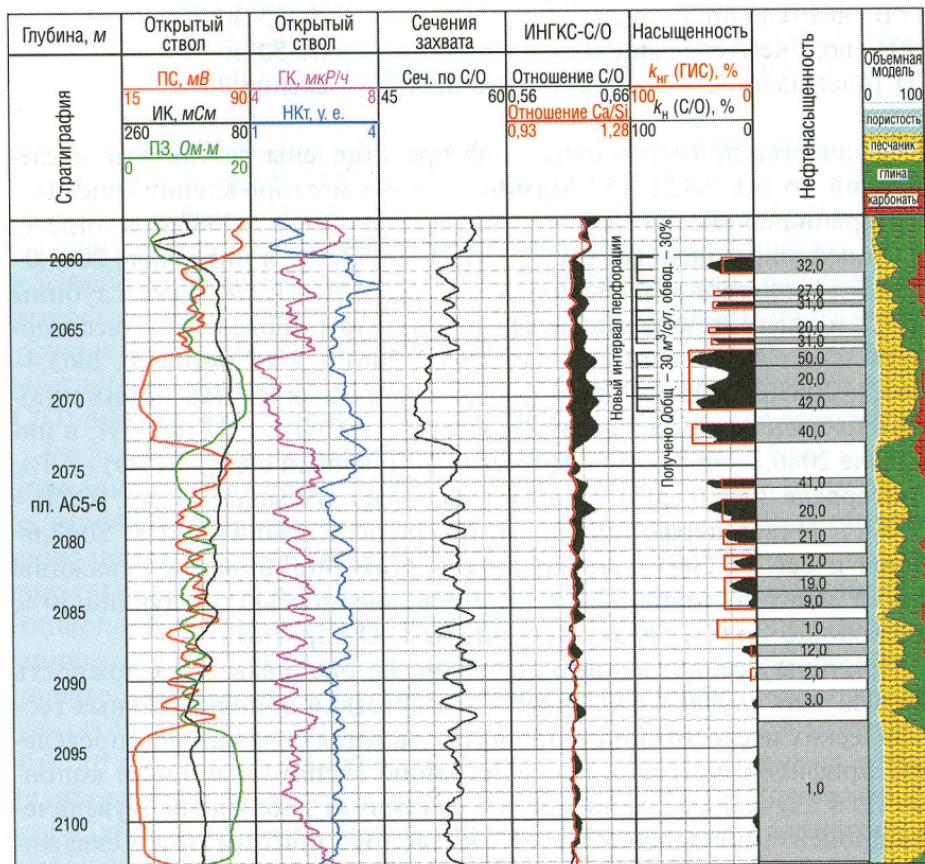


Рис. 1. Результаты исследований методом С/О-каротажа и опробования скв. 8422 Мамонтовского месторождения

среднем составил  $94,0 \text{ м}^3/\text{сут}$  с обводненностью 84%, за 2-й месяц дебит увеличился до  $195,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненность сократилась до 82%, на 16.01.2006 г. обводненность составляет 90% при общем дебите  $540 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В данной скважине представлен типичный случай несовпадения, когда ожидаемый приток по данным С/О-каротажа (нефть с небольшим содержанием воды) не совпадает с реальным.

Рассмотрим характер выработки пласта БС8 в данном районе залежи. Скважина расположена в центральной части эксплуатацион-

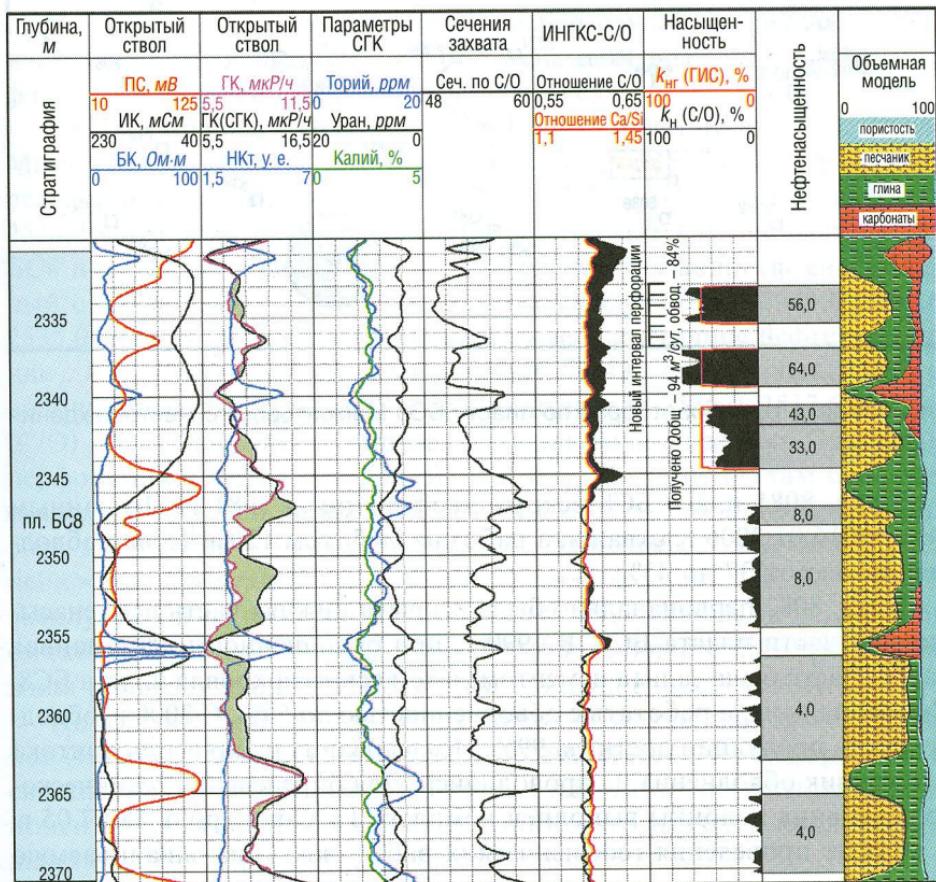


Рис. 2. Результаты исследований методом С/О-каротажа и опробования скв. 1824 Мамонтовского месторождения

ного блока вблизи добывающей скв. 8082, в одном ряду с действующей добывающей скв. 8081 (рис. 3).

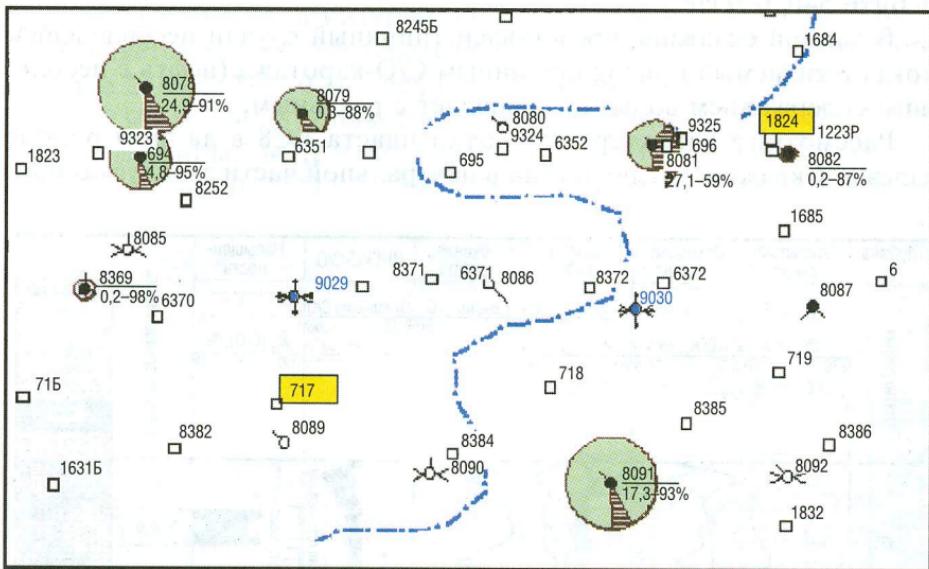


Рис. 3. Карта текущих отборов по пласту БС8 Мамонтовского месторождения

В скв. 8081 пласт БС8 вскрыт перфораций в 1981 г. По данным цеха на 16.01.2006 г. скважина работает дебитом  $120 \text{ м}^3/\text{сут}$  с обводненностью от 37 до 43%.

В скв. 8082 первоначально была вскрыта нижняя часть нефтенасыщенной части пласта БС8. В 1990 г. при обводненности 99% данная часть пласта была залита цементом, затем вскрыта кровля пласта БС8. Скважина начала работать с обводненностью до 50%. С 2000 г. обводненность продукции достигла 99%. Исследования на профиль притока и источник обводнения не проводились. Для определения технического состояния колонны выполнен комплекс ГИС-контроль 18.07.05 г. В момент проведения геофизических работ скважина закачиваемую жидкость практически не принимала. По выполненным исследованиям, возможно, имеет место негерметичность колонны в интервале 2252–2256 м, то есть источник обводнения продукции в данной скважине

однозначно не определен. Не исключено, что обводнение продукции происходит преимущественно за счет негерметичности колонны.

В связи с вышеизложенным пласт БС8 в скв. 1824 в кровельной части оставался нефтенасыщенным, что и показывают исследования СО-каротажа. Необоснованно большой дебит (при мощности интервала перфорации всего 4 м) по сравнению с близлежащими скважинами и высокое процентное содержание воды в продукции, скорее всего, связаны с "чужой" водой, например, с подтягиванием подошвенных вод. Необходимо в ремонтный период провести исследования на профиль притока и источник обводнения.

На рис. 4 приведен противоположный случай несовпадения. По пласту, определяемому как водонефтенасыщенный, получен приток флюида с меньшей степенью обводненности.

По материалам ГИС-бурение в 1976 г. пласт БС8 в скв. 717/68 Мамонтовского месторождения в интервалах 2527,0–2541,6 м определялся нефтенасыщенным с  $k_{\text{н. нач}}$  от 47,3 до 63,2%, ниже глубины 2544,2 м пласт был водонасыщен. По результатам С/О-каротажа пласт БС8 в интервале 2527,0–2528,0 м определен как водонефтенасыщенный с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 42%; в интервалах 2528,0–2528,6, 2529,6–2531,6, 2535,0–2536,0, 2537,8–2541,6 м пласт имеет остаточное нефтенасыщение с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 22–25%; в интервале 2534,0–2535,0 м пласт нефте-водонасыщен с  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 52%; в интервале 2536,0–2537,6 м  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) – 31%, насыщение определяется как вода с нефтью. Проведена перфорация в интервале 2527,0–2531,0 м. По результатам освоения скважины получен дебит 87,0 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью продукции 50%, на 16.01.06 г. скважина работает дебитом 123 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью продукции 65%. В районе расположения скв. 717 (рис. 3) эксплуатация на пласт БС8 практически отсутствует, за исключением скв. 8091, вскрытой перфорацией в 1985 г. В настоящее время скважина работает дебитом 17,5 м<sup>3</sup>/сут с обводненностью 93%.

Низкие значения  $k_{\text{н. тек}}$  (С/О) и времени жизни тепловых нейтронов (ИННК) в кровельной части пласта БС8 в скв. 717, скорее всего, связаны с коллекторскими свойствами пласта и с неучтеными компонентами, входящими в состав глинистого цемента коллекторов пласта БС8.

Исходя из вышеизложенного можно отметить следующее:

1. По результатам освоения эффективность первого года применения метода углерод-кислородного каротажа для оценки текущего

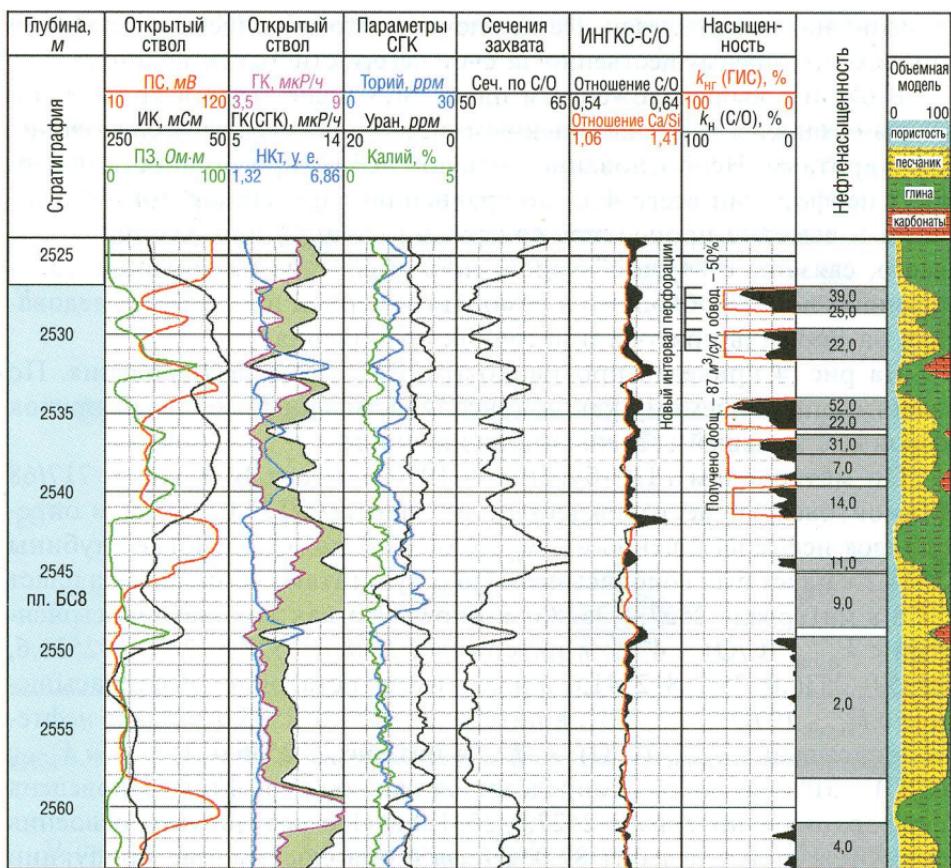


Рис. 4. Результаты исследований методом С/О-каротажа и опробования скв. 717 Мамонтовского месторождения

насыщения продуктивных пластов на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз" составляет 73%.

2. Из 33 опробованных скважин высокие дебиты от 100 и более  $\text{м}^3/\text{сут}$  получены в 20 скважинах и в 13 скважинах дебиты не превысили  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ . По высокодебитным скважинам несовпадения составляют 35% (13 совпадений и 7 несовпадений), по низкодебитным несовпадения составили 15% (11 совпадений и 2 несовпадения). Высокий процент несовпадений в высокодебитных скважинах, то есть в скважинах с большим воздействием на пласт, требует дополнительного анализа.

- тельного анализа причин, которые, возможно, и не связаны с качеством заключений по данным С/О-каротажа.
3. Для анализа несовпадений необходимо проведение дополнительных геофизических исследований по определению параметров работы пластов. Результаты геофизических работ и анализ геологической и промысловой ситуации позволят выявить объективную причину несовпадений и наметить пути совершенствования технологии оценки текущего насыщения пластов методом углерод-кислородного каротажа.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения) МИ 41-17-1399-04 / В. А. Велижанин, В. С. Бортасевич, Д. Р. Лобода, Т. Е. Меженская, С. Н. Саранцев, Р. Т. Хаматдинов, В. Г. Черменский, Н. К. Глебочева, В. М. Теленков.

УДК 550.832.44

*Н. А. Смирнов, Н. Е. Пивоварова, А. С. Варыхалов,  
В. А. Пантиухин, В. А. Велижанин  
ООО "Нефтегазгеофизика"*

## ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА АКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Показана высокая эффективность определения качества затрубной изоляции при комплексировании акустических цементомера, толщиномера, микросканера и СГДТ.

### Введение

Оценка качества герметизации затрубного пространства нефтегазовых скважин является важнейшей задачей промысловой геофизики. Объемы работ по решению этой задачи растут год от года. Вме-