

УДК 550.832.5:622.276.5.001.42

*В. М. Теленков, Р. Т. Хаматдинов*  
ООО "Нефтегазгеофизика"

## **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Описано решение основных задач мониторинга разработки нефтегазовых залежей и нефтяных оторочек методами ГИС.

Наиболее сложными объектами разработки являются месторождения с нефтегазовыми залежами и газовые месторождения с нефтяной оторочкой.

Для принятия своевременных мер по извлечению нефти по толщине пласта и площади месторождения необходимо постоянное информационное сопровождение процесса разработки. Наиболее полная и оперативная информация обеспечивается проведением исследований различными комплексами геофизических и гидродинамических методов.

Основной задачей геофизического информационного сопровождения являются определение основных закономерностей выработки залежей по толщине и площади месторождения, выявление слабодреннирующих участков залежей и зон эксплуатации с несоответствием проекту разработки (прорывы газа и воды, падение пластовых давлений ниже давления насыщения и т. д.). Геофизическое информационное сопровождение необходимо для ведения гидродинамических моделей разрабатываемых месторождений.

Получение качественной информации возможно только при проведении системных исследований в определенных объемах по площади месторождений конкретными комплексами ГИС.

Разработка подгазовых зон и нефтяных оторочек является одной из сложнейших задач. В большинстве случаев продуктивные пласты имеют трехфазное насыщение газ-нефть-вода. Максимальная нефтеотдача подобных залежей возможна при тщательном соблюдении проекта разработки, что возможно при условии получения полной и своевременной информации о состоянии залежи.

Основой системного контроля служат комплексы ГИС, предусматривающие набор геофизических методов по решаемым задачам, периодичность и объемы ежегодных исследований.

В качестве проекта предлагаются следующие комплексы ГИС (табл. 1).

Таблица 1

## Решаемые задачи и комплексы ГИС

Решаемые задачи	Методы ГИС	Технология проведения исследований	Периодичность проведения исследований	Ежегодные объемы ГИС
1	2	3	4	5
Определение профилей притока, дебитов и состава флюидов	Гамма-каротаж Локация муфт и перфорационных отверстий Механическая и термокондуктивная расходомерия Влагометрия Резистивиметрия Гамма-плотнометрия Термометрия Барометрия	Исследования фонтанных скважин Исследования при компрессировании и свабировании Исследования механизированных скважин	Не менее 3 раз за период эксплуатации: безводный период; обводненность 40–60%; обводненность > 80%	10–20% фонда скважин
Определение профилей поглощения, выбор оптимального режима нагнетания	Гамма-каротаж Локация муфт и перфорационных отверстий Механическая расходомерия Термометрия Барометрия Дополнительно радиоактивная технология изотопов $Na^{24}$ , Rn	Исследование при одном режиме нагнетания Исследования на 3 и более режимах нагнетания	Один раз в два года	50% фонда скважин
Определение ВНК	Гамма-каротаж Магнитная локация муфт Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтрон-нейтронный гамма-каротаж Углерод-кислородный каротаж Дополнительно термометрия	Исследования неперфорированных пластов в колонне Исследование через НКТ, исключая метод углерод-кислородного каротажа	Один раз в год	10–15% фонда скважин

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5
Определение ГНК, ГВК	Гамма-каротаж Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтронный гамма-каротаж Дополнительно термометрия	Исследования перфорированных пластов в колонне и через НКТ	Один раз в год	10–15% фонда скважин
Определение текущей нефтегазо-насыщенности пластов	Гамма-каротаж Магнитная локация муфт Спектрометрический гамма-каротаж Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтронный гамма-каротаж Углерод-кислородный каротаж Термометрия Дополнительно акустический каротаж	Исследования неперфорированных пластов в колонне	Один раз в год	3–5% фонда в безводный период работы скважины, 20–25% в обводненный период и при прорыве газа в нефтенасыщенную часть залежи
Определение остаточной нефтенасыщенности обводненных перфорированных пластов	Гамма-каротаж Компенсационный нейтронный каротаж Импульсный нейтронный гамма-каротаж Термометрия Барометрия	Исследования по технологии закачки в пласт меченых нейтронно-поглощающих веществ	При ликвидации скважин и по спец. программам	Разовые исследования
Определение гидродинамических параметров пластов $P_{заб}$ , $P_{пл}$ , $K_{прод}$ , $K$ гидропроводности, скин-фактора	Гамма-каротаж Барометрия Термометрия	Исследования действующих добывающих, нагнетательных и пьезометрических скважин	Два раза в год	30–35% фонда скважин

Перечень решаемых задач предполагает получение максимальной информации о состоянии разработки и включает следующее:

- определение эксплуатационных характеристик пласта по данным исследований профилей отдачи и поглощения нагнетаемой воды;
- определение гидродинамических параметров пластов;
- определение ВНК, ГНК, ГВК и текущего насыщения.

## 1. Определение профилей притока

По комплексу ГИС в каждой исследованной скважине определяются следующие параметры:

- интервалы притока;
- флюидальный состав притока;
- интегральный и дифференциальный дебиты;
- наличие заколонных перетоков;
- источник обводнения или загазованности продукции;
- гидродинамические характеристики пласта.

Для получения более объективной информации о работе пласта при различных депрессиях, определения гидродинамических параметров пласта по индикаторным диаграммам и выбора оптимального режима эксплуатации скважины рекомендуется, по возможности, проводить исследования на трех и более режимах.

Конечным результатом проводимых площадных исследований является установление основных закономерностей выработки залежи по толщинам пластов и площади месторождения.

Критерием периодичности исследований (табл. 1) служит охват выработкой пласта по толщине на разных этапах заводнения. Максимальная отдача флюидов по перфорированной части пласта происходит при подходе переднего фронта нагнетаемых и пластовых вод.

Минимальная – при обводнении продукции более 75–80%.

В качестве примера (рис. 1) приведены результаты определения профиля притока при трех различных депрессиях. Общий дебит изменяется от 70 до 295  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Нижняя часть пласта обводнена. Максимальная отдача пласта по толщине достигается при дебитах 230 и 295  $\text{м}^3/\text{сут}$ . По результатам обработки индикаторной диаграммы определены пластовое давление, которое составило 238,0 атм, и коэффициент продуктивности, равный 39,8  $\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ .

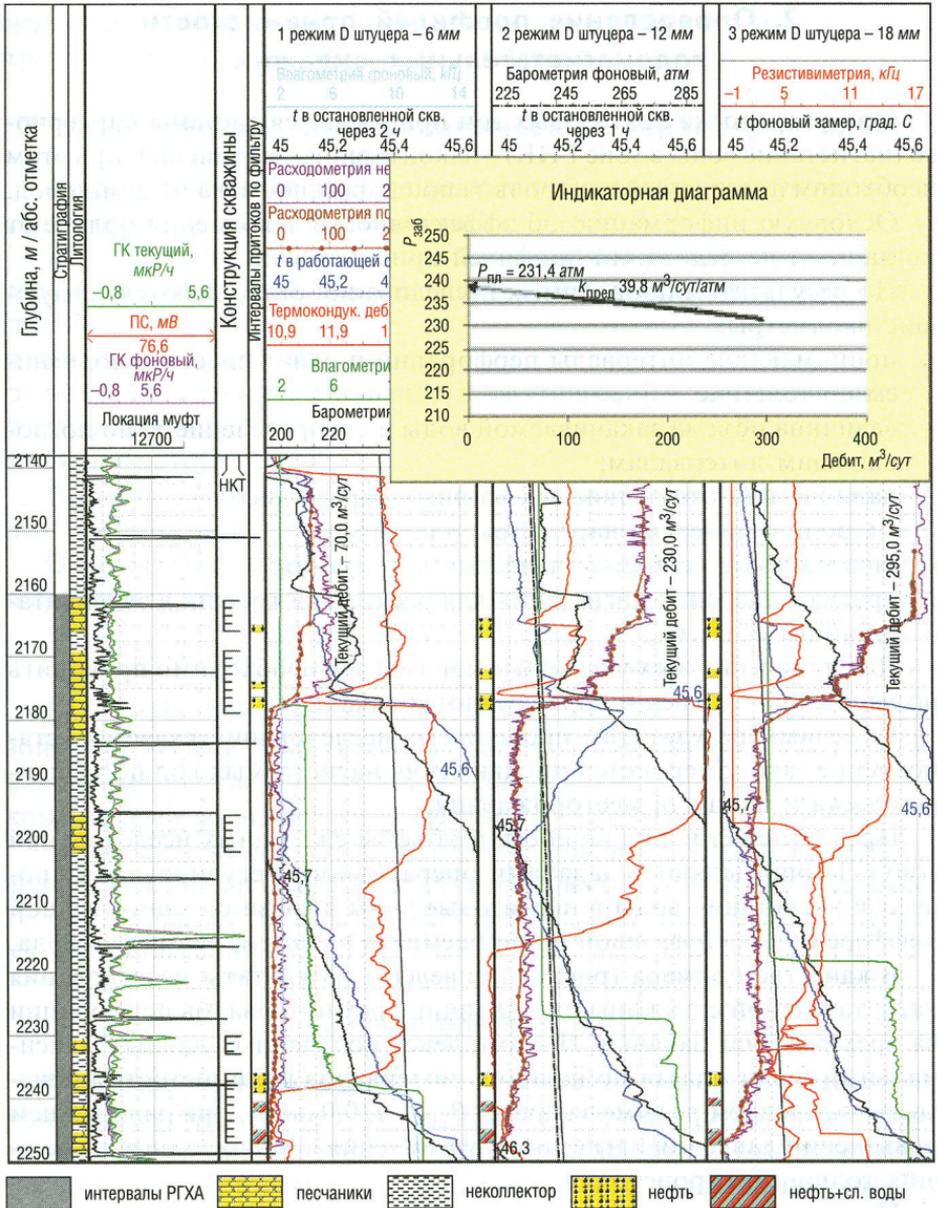


Рис. 1. Профиль притока и индикаторная диаграмма в фонтанной скважине при 3 режимах штуцера (терригенный разрез)

## 2. Определение профилей приемистости водонагнетательных скважин

При разработке подгазовых зон применяются системы барьерного (нагнетание воды в зоне ГНК) и законтурного заводнения, при этом необходим постоянный контроль за продвижением закачиваемых вод.

Основную информацию об эффективности заводнения получают по данным исследований профилей приемистости.

По результатам проводимых исследований определяются следующие параметры:

- принимающие интервалы перфорации и охват пласта заводнением по толщине;
- величина объема закачиваемой воды и распределение ее по поглощающим интервалам;
- наличие или отсутствие заколонных перетоков;
- гидродинамические параметры пласта;
- оптимальные величины давления нагнетания;
- пределы давления нагнетания для раскрытия трещин в эксплуатационном объекте.

Для получения всех указанных параметров необходимо проводить исследования на трех и более режимах закачки.

Конечным результатом проводимых исследований является установление закономерностей продвижения нагнетаемых вод по толщине пласта и площади месторождения.

Предлагаемая периодичность и объемы ежегодных исследований (табл. 1) определяются задачами оперативного регулирования процессов нагнетания воды в подгазовые зоны в связи со значительной дифференциацией фазовой проницаемости в системе газ-нефть-вода.

В качестве примера (рис. 2) приведены результаты исследования нагнетательной скважины при наличии трех интервалов перфорации на трех режимах закачки. По комплексу полученных данных максимальный охват пласта по наличию интервалов приемистости происходит на среднем режиме закачки ( $P_{заб} - 330,0 \text{ атм}$ ), при дальнейшем повышении давления нагнетания, увеличения количества принимающих толщин не происходит.

По индикаторным диаграммам отмечается значительное отличие пластовых давлений (от 200 до 282 атм) и коэффициентов приемистости (от 0,12 до 2,09 м<sup>3</sup>/сут/атм) по интервалам перфорации. В сред-

нем наиболее проницаемом интервале пласта происходит раскрытие трещин при забойном давлении 336,4 атм.

### **3. Определение гидродинамических параметров пласта**

По результатам гидродинамических исследований осуществляется контроль за энергетическим состоянием залежи.

Исследования проводятся во всех категориях скважин на этапах строительства и эксплуатации. Определяются следующие параметры:

- забойное давление;
- пластовое давление;
- коэффициенты продуктивности фактический и потенциальный;
- гидропроводность пласта;
- скин-фактор.

По результатам данных исследований производится выбор оптимальных режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.

Объемы и периодичность исследований определяются детальностью и сроками построения карт пластовых и забойных давлений (табл. 1).

#### *Контроль текущей нефтегазонасыщенности*

Более детальную и объективную информацию о текущей нефтегазонасыщенности продуктивных залежей, обсаженных стальными колоннами, можно получать при исследовании скважин различными комплексами радиоактивных методов.

Их различные сочетания позволяют оценивать текущую нефтегазонасыщенность на качественном и количественном уровнях для всего многообразия горно-геологических условий и условий разработки месторождений.

### **4. Определение ВНК**

Определение начального и текущего положения водонефтяных контактов разрабатываемых залежей в скважинах, обсаженных стальными колоннами, для всего многообразия типов коллекторов и минерализации пластовых и закачиваемых вод является достаточно сложной задачей.

В терригенных коллекторах с эффективной пористостью от 20% и более при минерализации пластовой воды 18–20 г/л решение данной

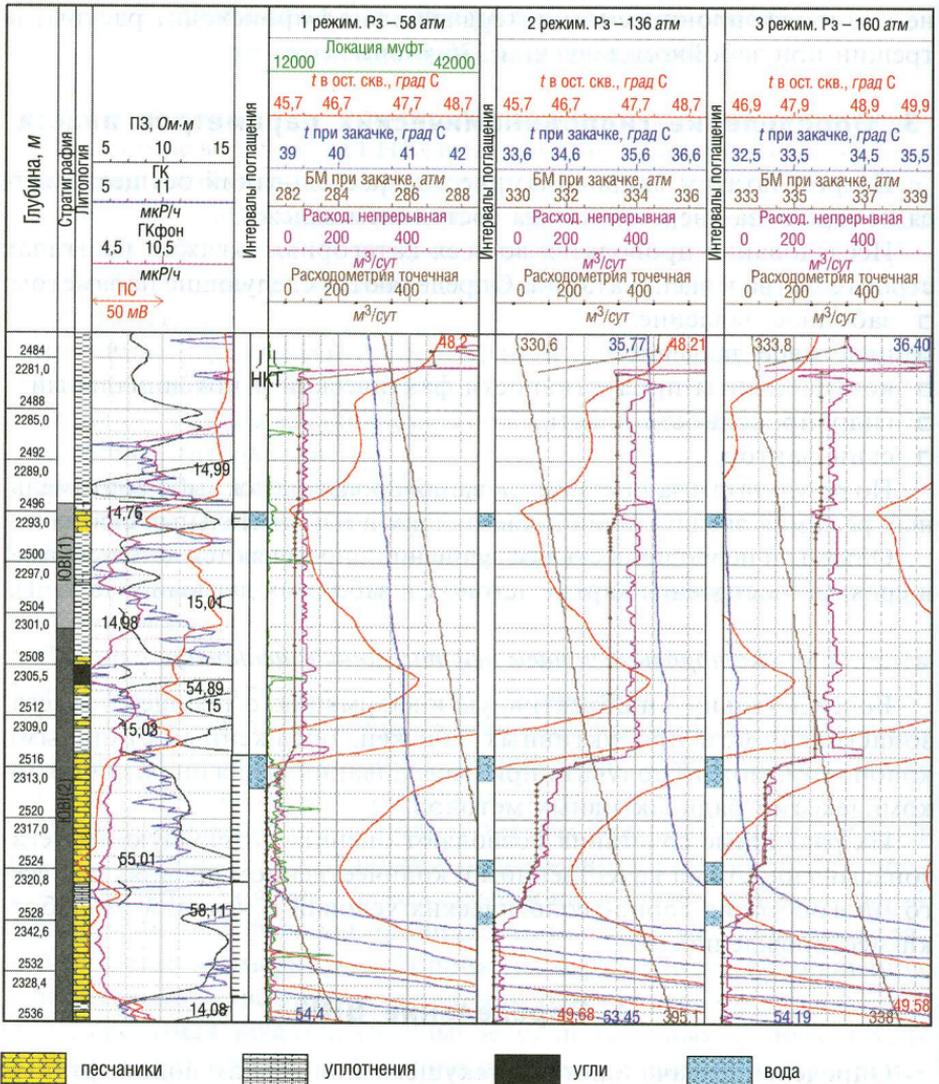
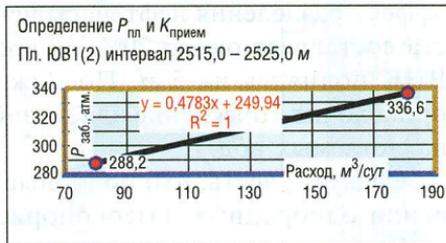
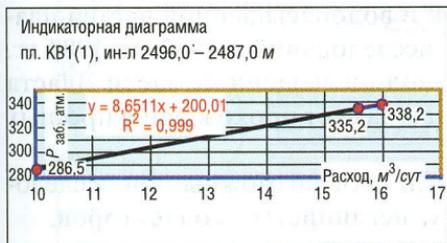
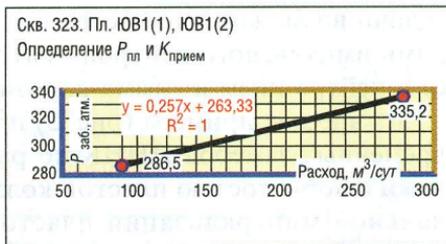
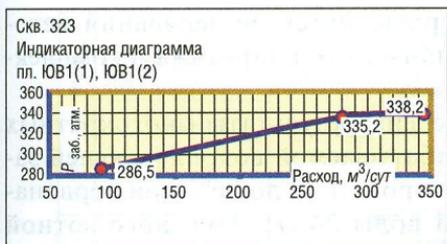


Рис. 2. Геофизические исследования нагнетательной скважины на 3 режимах



		$K_{прям}$	$P_{пл}$
ЮВ1(1)	2496,0 – 2497,6	0,12	200,0
ЮВ1(2)	2514,8 – 2525,0	2,09	249,9
	2527,0 – 2534,0	1,48	282,4
		3,9	263,3

задачи возможно на качественном уровне путем исследований методами импульсного нейтрон-нейтронного гамма-каротажа в комплексе с нейтронным и гамма-каротажем.

В качестве примера (рис. 3) приведены результаты многократных временных замеров ИННК по разрабатываемой водоплавающей залежи с пористостью пластов-коллекторов от 22 до 26% при первоначальной минерализации пластовой воды 24 г/л. При абсолютной погрешности определения времени жизни тепловых нейтронов – 3%, эффект разделения нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта составляет около 20%. За время исследований с 1982 по 1984 гг. ВНК поднялся на 5 м. По нижней водонасыщенной части пласта происходит опреснение пластовой воды за счет прохождения пресных нагнетаемых вод.

Следует учесть, что подобные результаты возможны при исследовании однородных, высокопористых, неглинистых коллекторов.

В случае ухудшения коллекторских свойств решение задачи по определению текущего положения ВНК возможно при заводнении пласта высокоминерализованными водами (более 50,0 г/л).

Эффективность геофизических исследований значительно возрастает при включении в комплекс импульсного спектрометрического гамма-каротажа (углерод-кислородный каротаж). При эффективной пористости коллекторов более 11–13% и независимо от минерализации пластовой воды эффективность определения ВНК с количественной оценкой текущей нефтенасыщенности близка к 90–95%.

В качестве примера (рис. 4) приведены результаты определения ВНК и текущей нефтенасыщенности. По результатам комплекса НКТ, ИНГК, ИНГК-С выделена водонасыщенная часть пласта в интервале 3214,5–3217,4 м, переходная нефтеводонасыщенная зона ( $k_{н.тек}$  – 27–36%) в интервале 3206,5–3210,0 м, выше пласт нефтегазонасыщенной (нефтенасыщенной) части пласта составляет 56%, нефтегазонасыщенной – 40%.

Предлагается минимальный объем ежегодных исследований (табл. 1), позволяющий контролировать положение ВНК в зоне разработки.

## 5. Определение текущей нефтенасыщенности

При контроле за состоянием выработки продуктивных залежей на количественном уровне при определении текущей и остаточной неф-

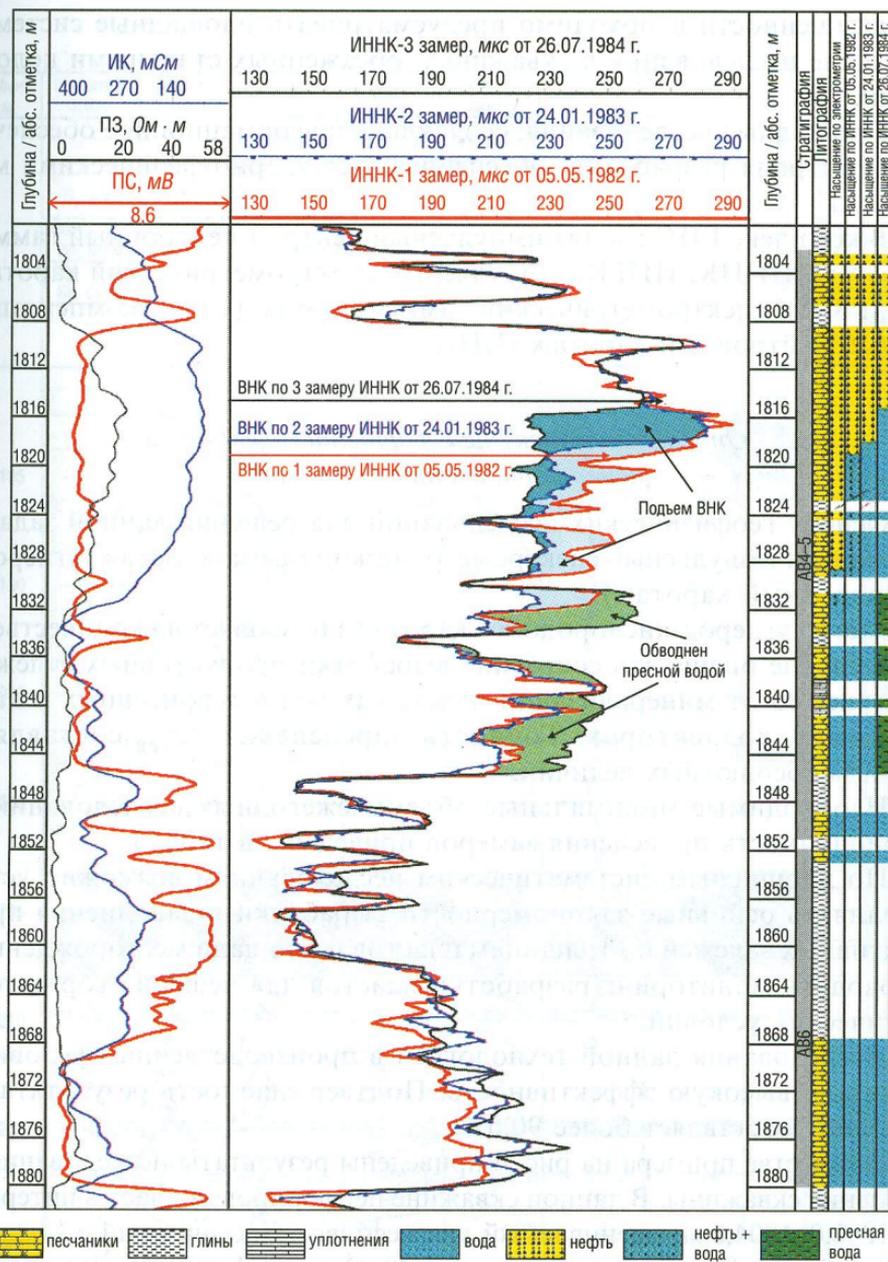


Рис. 3. Результаты исследований текущего положения ВНК методом ИННК (временные замеры)

тенасыщенности необходимо предусматривать площадные систематические исследования в скважинах, обсаженных стальными колоннами.

Площадные исследования, создающие информационное обеспечение контроля разработки, обеспечиваются ядерно-физическими методами.

В комплекс ГИС входят импульсный нейтрон-нейтронный гамма-каротаж (ИННК, ИНГК), импульсный спектрометрический каротаж (ИНГК-С), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), компенсационный нейтронный каротаж (ННК).

### *Определение текущей нефтенасыщенности неперфорированных пластов*

Основу геофизических исследований для решения данной задачи составляет импульсный спектрометрический гамма-каротаж (углерод-кислородный каротаж).

Метод углерод-кислородного каротажа позволяет на количественном уровне оценивать состояние выработки продуктивных залежей независимо от минерализации пластовых вод в терригенных и карбонатных коллекторах. Точность определения  $k_{н.тек}$  составляет  $\pm 15,0\%$  абсолютных величин.

Необходимые минимальные объемы ежегодных исследований и периодичность проведения замеров приведены в табл. 1.

По площадным систематическим исследованиям возможно устанавливать основные закономерности выработки и заводнения продуктивных залежей по толщинам пластов и площади месторождений, проводить мониторинг разработки пластов для решения горно-геологических условий.

Исследования данной технологией в производственных условиях показали высокую эффективность. Подтверждаемость результатами освоения составляет более 90,0%.

В качестве примера на рис. 4 приведены результаты исследования и освоения скважины. В данной скважине перфорирован пласт в интервале 1800,0–1804,0 м, оцениваемый как нефтеводонасыщенный с  $k_{н.тек}$  от 65,0 до 20,0%. При освоении получено 49 м<sup>3</sup>/сут нефти и 45 м<sup>3</sup>/сут воды. К настоящему времени подобные испытания только в Западной Сибири проведены в сотнях скважин.

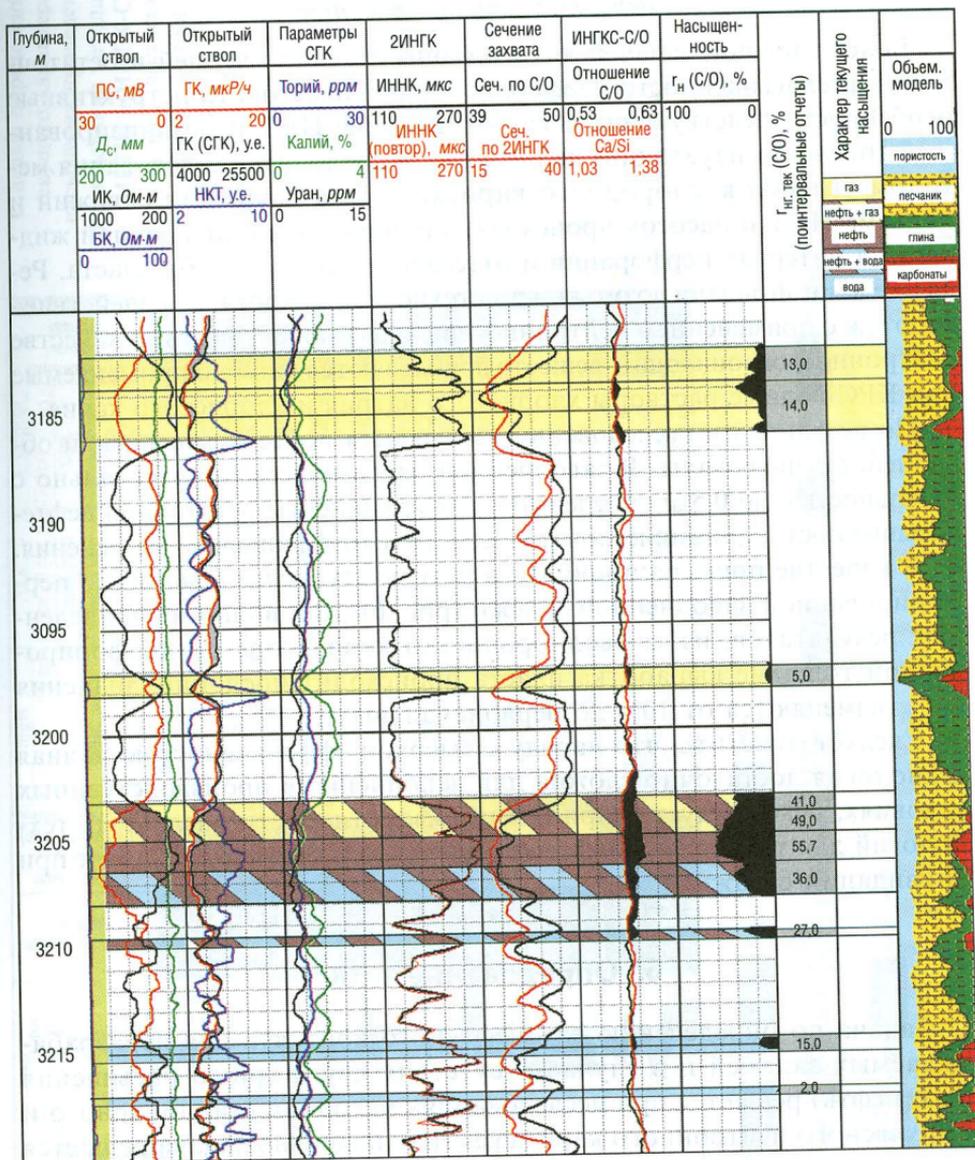


Рис. 4. Определение текущей нефтегазонасыщенности комплексом методов НК, ИНГК, ИНГК-С. Восточно-Прибрежное месторождение

### *Определение остаточной нефтенасыщенности перфорированных пластов*

Более сложной задачей является определение текущей и остаточной нефтенасыщенности перфорированных пластов. Конструктивные особенности действующих скважин (наличие НКТ и механизированный способ эксплуатации) не позволяют проводить исследования методом углерод-кислородного каротажа. При глушении скважин и подъеме НКТ и насосов происходят проникновение задавочной жидкости в интервал перфорации и оттеснение нефти в глубь пласта. Решение данной задачи возможно при технологии каротаж-воздействие-каротаж с применением нейтронно-поглощающих веществ. В качестве нейтронно-поглощающих веществ используются широко применяемые при КРС водные растворы хлористого натрия и хлористого калия.

По результатам исследований выделяются нефтенасыщенные и обводненные интервалы. В заводненной части пласта поинтервально с детальностью до 0,5 м определяются коэффициенты остаточной нефтенасыщенности, динамической пористости и коэффициенты вытеснения.

В качестве примера приводятся результаты исследований по перфорированной заводненной залежи (рис. 6). Как видно из приведенных результатов, из-за неоднородности коллектора по перфорированной толщине выработка пласта происходит послойно, значения  $k_{н.ост}$  изменяются от 10% до первоначальных.

Следует отметить, что наряду с высокой эффективностью данная технология достаточно сложна для исполнения в производственных условиях, рекомендуется при оценке эффективности различных технологий для увеличения нефтеотдачи, в конфликтных случаях и при ликвидации скважин.

## **6. Определение ГНК**

Задача по определению газонефтяного контакта для неразрабатываемых залежей и в случае отсутствия двухфазного насыщения (газ+нефть) решается при исследованиях методами стационарного и импульсного нейтронного каротажа. Неоднозначно задача решается при исследованиях неоднородных и заглинизированных коллекторов.

Проблемы возникают при разработке подгазовых зон. Даже незначительные изменения термобарических условий в разрабатываемых



Определение коэффициентов остаточного насыщения  
скв. 2749

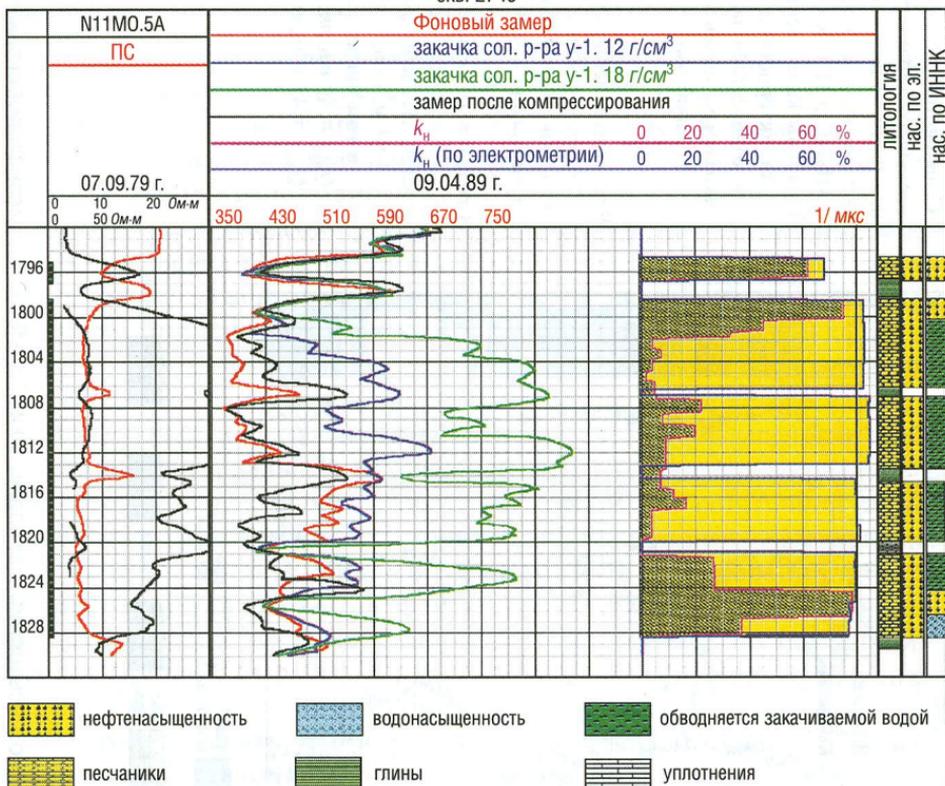


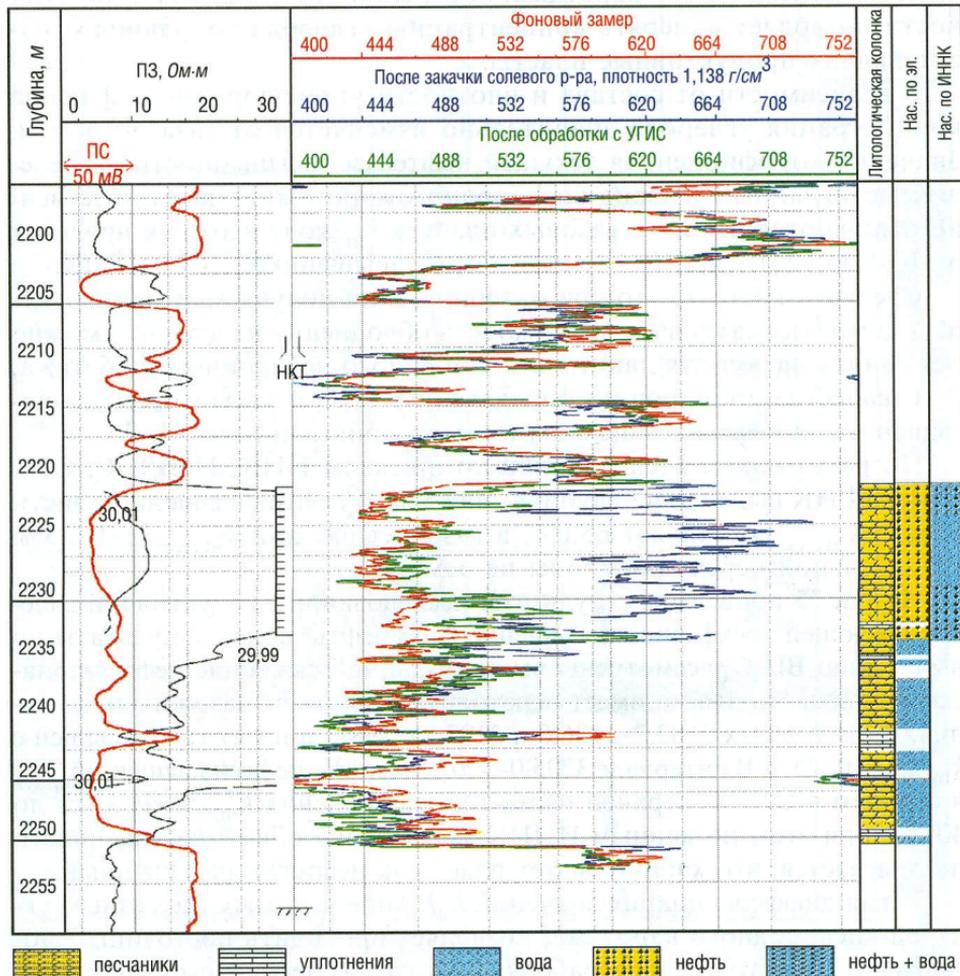
Рис. 6. Определение коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности в перфорированных пластах проводится с использованием эксклюзивной методики по принципу "каротаж-воздействие-каротаж" с закачкой жидкостей с заданными нейтронопоглощающими свойствами. Обычно это три водных раствора NaCl в диапазоне плотностей 1,05–1,15 г/л. Линейная зависимость параметра  $\lambda$  от минерализации (при этом исключается влияние скелета горной породы) позволяет однозначно на количественном уровне охарактеризовать характер выработки и насыщения пласта с шагом 0,4–0,5 м по его толщине

ЗАО "Нефтегетехнология"  
 Министерства топлива и энергетики Российской Федерации  
 СП "Ванеганьнефть"

Скважина № 547. Куст № 406  
 Месторождение: Ван-Еганское

Определение коэффициента остаточного насыщения методом ИННК-50 пл. БВ8 (2)

19-21.09.2000 г.



Продолжение рис. 6.

мой залежи приводят к внедрению нефти в газовую часть залежи или газа в нефтяную часть. Также отдельные газонефтяные залежи и нефтяные оторочки имеют переходную газонефтяную зону, из которой при определенных условиях могут быть получены нефть или газ.

Для решения поставленной задачи в комплекс предлагается метод углерод-кислородного каротажа, который по своей физической сущности позволяет измерять концентрацию углерода во флюидах, насыщающих продуктивные пласты.

В зависимости от состава и плотности углеводородного флюида концентрация углерода значительно изменяется от газа до нефти. Значения коэффициентов текущей нефтегазонасыщенности, определяемые по данным углерод-кислородного каротажа, также существенно отличаются. В чисто газовых пластах  $k_{\text{нг}}$  колеблются в пределах от 10,0 до 25,0% при  $k_{\text{нг}}$  в чисто нефтенасыщенных – 60,0–85,0%.

Следует отметить, что при интерпретации получаемых данных необходимо рассматривать возможность обводнения пласта, что можно исключить, используя данные стационарного нейтронного каротажа.

В качестве примеров по определению ГНК и выделению газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов приведены рис. 4, 7.

По результатам исследований комплексом ННК, ИНГК-С, СГК (рис. 7) ГНК выделен на глубине 2444,8 м. В нефтенасыщенной части пласта  $k_{\text{нг.тек}}$  составляет 65,0%, в газонасыщенной  $k_{\text{нг.тек}}$  – 10–25%, значительной переходной зоны не отмечено.

На рис. 5 приведены результаты исследований продуктивной залежи, имеющей трехфазное насыщение (газ+нефть+вода). Результаты по выделению ВНК рассмотрены выше. В данной скважине нефтегазонасыщенная часть пласта имеет переходную зону нефтегазового насыщения. В интервалах 3182,2–3186,0 и 3197,2–3198,2 м пласт газонасыщен с  $k_{\text{нг.тек}}$  – 10–25%. В интервале 3205,0–3207,5 м пласт нефтенасыщен с  $k_{\text{нг.тек}}$  в среднем 60,0%. В верхней части пласта значения  $k_{\text{нг}}$  снижаются до 40,0%, при этом по данным ИННК уменьшения общей насыщенности не отмечается, что характеризует пласт как нефтегазонасыщенный.

Такая дифференциация значений  $k_{\text{нг}}$ , определяемых по данным углерод-кислородного каротажа, позволяет проводить постоянный мониторинг за состоянием разработки подгазовых нефтенасыщенных зон.

Подобные работы на месторождениях России, к сожалению, проведены в незначительных объемах, что не позволяет давать рекомендации о граничных значениях  $k_{\text{нг}}$  для различных горно-геологических условий, при которых возможно получение нефти и газа.

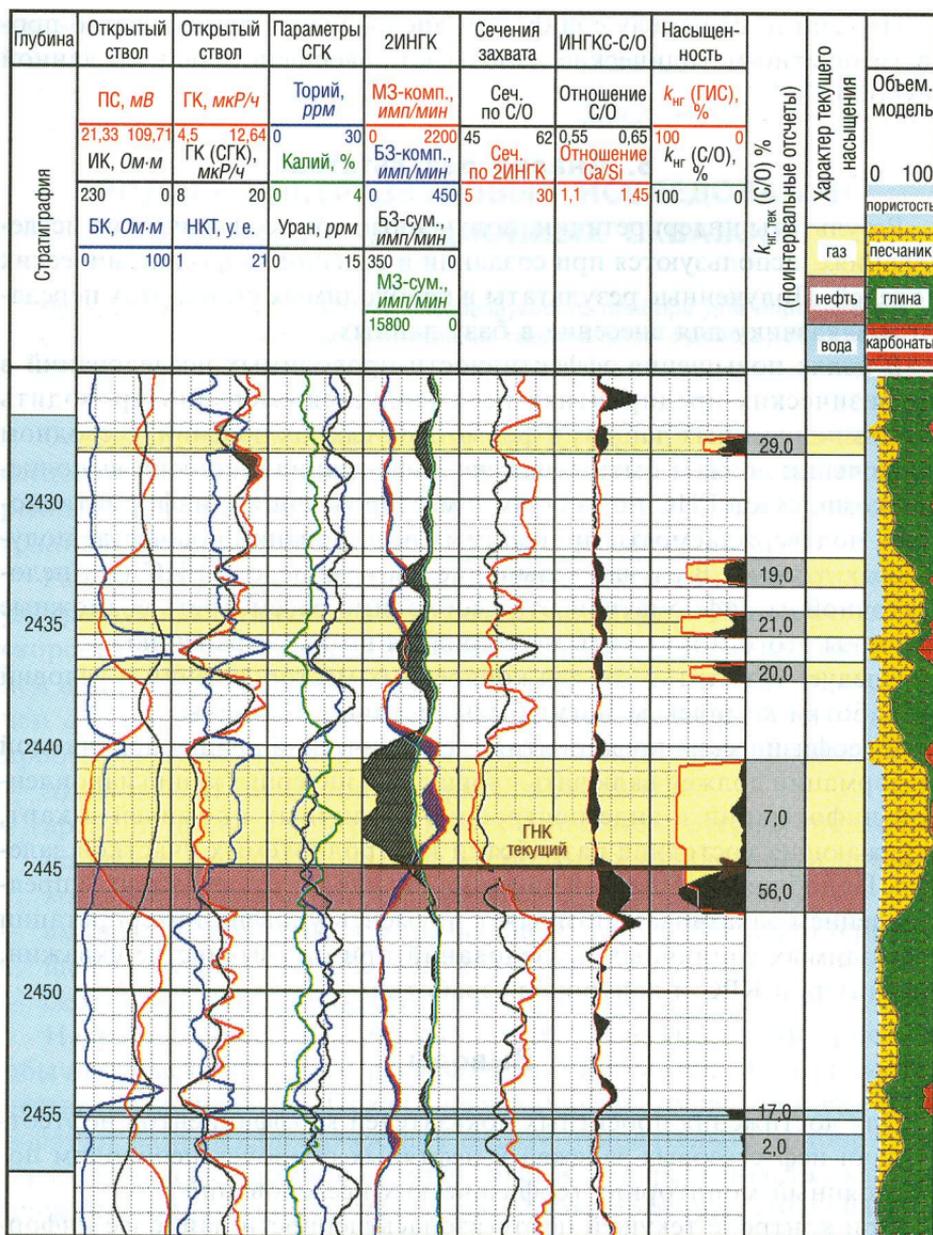


Рис. 7. Определение текущей нефтегазонасыщенности комплексом методов: НК, ИНГК, ИНГК-С. Губкинское месторождение

Предлагается наряду с широким внедрением в производство провести опытно-методические работы по совершенствованию данной технологии.

## 8. Анализ результатов

Результаты интерпретации, полученные при геофизических исследованиях, используются при создании и ведении гидродинамических моделей. Полученные результаты в необходимых стандартах передаются заказчику для внесения в базу данных.

В целях повышения эффективности проводимых исследований в геофизических предприятиях рекомендуется ежегодно проводить анализ полученных данных в форме сводных заключений. В сводном заключении должна быть отражена информация о степени выполнения комплексов ГИС по задачам и месторождениям, информативности и подтверждаемости проводимых исследований и качестве получаемых данных. В случае невыполнения комплексов ГИС или недостаточной их информативности необходимо рассмотреть возможные причины этого и наметить мероприятия по их устранению.

Следует отметить, что для конкретных месторождений и условий разработки комплексы могут быть частично изменены.

В геофизических предприятиях геологический анализ получаемой информации должен включать площадную интерпретацию накопленной информации в виде построения различных профилей и карт, отражающих состояние разработки контролируемых участков залежей. Подобная обобщенная информация наряду с оперативным представлением заказчикам позволяет повысить уровень интерпретации проводимых единичных исследований при строительстве скважин, работах при КРС и контроле разработки.

## Выводы

1. Для достижения проектных показателей коэффициентов нефтеотдачи нефтегазовых залежей и нефтяных оторочек необходим постоянный мониторинг геофизических исследований.
2. При контроле текущей нефтегазонасыщенности наиболее информативен комплекс ядерно-физических методов.