

# Развитие технологии оценки остаточной газонасыщенности в обводнившихся газовых скважинах на основе многозондового нейтронного каротажа

**И.А. Зинченко**

к.т.н., начальник Управления 307/5<sup>1</sup>  
[I.Zinchenko@adm.gazprom.ru](mailto:I.Zinchenko@adm.gazprom.ru)

**С.А. Кирсанов**

к.т.н., заместитель начальника Управления 307/5<sup>1</sup>  
[S.Kirsanov@adm.gazprom.ru](mailto:S.Kirsanov@adm.gazprom.ru)

**С.А. Егурцов**

генеральный директор<sup>2</sup>  
[s.egurtsov@iogt.ru](mailto:s.egurtsov@iogt.ru)

**Ю.В. Иванов**

к.т.н., заместитель генерального директора по производству<sup>2</sup>  
[y.ivanov@iogt.ru](mailto:y.ivanov@iogt.ru)

**А.И. Лысенков**

к.т.н., начальник отдела промышленной геологии<sup>2</sup>  
[a.lysenkov@bk.ru](mailto:a.lysenkov@bk.ru)

<sup>1</sup>ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия  
<sup>2</sup>ООО «ИНГТ», Москва, Россия

**Для газовых месторождений одной из актуальных задач является определение текущей газонасыщенности коллекторов с целью оценки равномерности выработки запасов по объему залежи, оценки остаточных запасов газа в обводнившихся продуктивных отложениях для технико-экономического обоснования целесообразности их извлечения. Особенно актуальной эта задача стала в связи с введением с 1 января 2016 г. новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, главной отличительной особенностью которой является экономическая оценка освоения запасов углеводородов. В статье изложены результаты дальнейшего развития инновационной технологии разноглубинного зондирования прискважинной части коллекторов комплексом нейтронных методов СНГК и ННК в геолого-технических условиях газовых скважин, находящихся на поздней стадии разработки.**

Для поздней стадии разработки газовых месторождений характерны следующие основные изменения:

- вынос песка из слабосцементированных коллекторов;
- образование газогидратов в поровом пространстве коллектора;
- появление в интервале перфорации новообразований, не свойственных для начальной стадии разработки, связанных с техногенными воздействиями на интервал перфорации.

Вышеперечисленные изменения в прискважинной зоне газонасыщенных коллекторов оказывают существенно негативное влияние на результаты определения реального характера их насыщения с применением известных ядерно-физических методов — С/О-каротажа, импульсного нейтронного каротажа (ИНК), нашедших достаточно широкое применение ввиду отсутствия до последнего времени других методов. Однако, С/О-каротаж практически не применим для определения газонасыщенности коллекторов газовых скважин ввиду малой плотности газа. ИНК отражает лишь усреднённую характеристику по газонасыщенности прискважинной зоны коллектора при существенном влиянии глинистости коллектора.

На российском рынке известны попытки продвижения технологии нейтронного каротажа Quad Neutron technology фирмы Roke Technologies Ltd. (Канада). Технология реализована на базе интегральной двух зондовой модификации метода 2НГК и двухзондовой модификации метода 2ННК, что не позволяет полностью реализовать аналитические возможности нейтронных методов на базе стационарных нейтронных источников. Вопросы зондирования прискважинной зоны на базе имеющихся разноглубинных зондов вообще не рассматриваются.

Разработанная [2], успешно применяемая на практике и развиваемая авторами технология базируется на применении многозондового нейтронного каротажа (МНК) с реализацией стационарных нейтронных методов ЗСНГК+2ННК, что позволяет производить разноглубинное зондирование с определением газонасыщенности коллектора на разном удалении от стенки обсаженной газовой скважины в радиальном направлении при минимальном влиянии глинистости коллектора.

Геофизический контроль текущей газонасыщенности на эксплуатационном фонде скважин целесообразно производить в два этапа. Первый — анализ геофизических, геологических, промысловых материалов, а также результатов гидродинамического моделирования по залежи с целью выделения

коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), прогноза коллекторов с возможным заземленным газом, линзовидных коллекторов и т.д., как потенциальных объектов с невыработанными скоплениями газа в обводнившихся продуктивных отложениях. Второй — детальные геофизические исследования выделенных на первом этапе потенциальных объектов путем зондирования прискважинной зоны коллекторов на основе применения технологии многозондового нейтронного каротажа (МНК) [2].

Основными геолого-техническими факторами, способствующими образованию остаточных и заземлённых скоплений газа, в обводнившихся продуктивных отложениях являются следующие. Неоднородность ФЕС газонасыщенных коллекторов в объеме, приводящая к неравномерному дренированию запасов. Наличие гидрофильных и гидрофобных газонасыщенных коллекторов, которое приводит к увеличению роли неоднородностей ФЕС при вытеснении газа водой, что обусловлено большей проницаемостью по воде гидрофобных коллекторов [3]. Наличие гидрофильных коллекторов приводит к существенному занижению вычисляемых значений коэффициента газонасыщенности ( $K_g$ ) по электрическим методам и слабо сказывается на вычисляемых значениях  $K_g$  по нейтронным методам. Форсированные отборы газа, приводящие прорыву пластовых вод по газонасыщенным коллекторам с высокими значениями ФЕС и блокированию дренирования газа из коллекторов со средними и низкими значениями ФЕС. Глубокое проникновение технологических жидкостей в высокопроницаемые коллекторы при нарушении технологии проведения буровых и ремонтных работ, снижающее интенсивность притока газа в скважину.

Основными объектами, формирующими остаточные скопления газа, являются коллектора с низкими ФЕС расположенные обычно под глинами и глинистыми покровками, газонасыщенные коллекторы, заземленные пластовой водой в результате законных перетоков.

**Петрофизические основы определения газонасыщенности коллекторов комплексом МНК.** Подсчет (пересчет) геологических запасов залежей газа объемным методом производится по алгоритму [4], включающему объёмную газонасыщенность  $W_g = K_n \cdot K_p$ . Методика МНК позволяет в условиях обсаженных газовых скважин определять все три необходимых для подсчета запасов геологических параметра: коэффициент газонасыщенности  $K_g$ , коэффициент пористости  $K_n$  и объёмную газонасыщенность  $W_g$ .

## Материалы и методы

На основе натурного и математического моделирования с использованием основных петрофизических зависимостей между газонасыщенностью коллектора и вычисляемыми аналитическими параметрами нейтронных методов, полевых опытно-производственных исследований (ОПИ) обосновано, разработано и внедрено методическое и программное обеспечение геолого-геофизической интерпретации технологии МНК.

## Ключевые слова

ядерно-физические методы, нейтронные методы, прискважинная зона коллектора, зондирование, коэффициент газонасыщенности, коэффициент объёмной газонасыщенности, распределение газонасыщенности в радиальном направлении, насыщение коллектора

Наиболее важный для подсчёта запасов комплексный параметр  $W_z$  может быть оценен тремя способами:

- а) непосредственно, как единый независимый параметр;
- б) через коэффициент газонасыщенности  $K_g$  и коэффициент пористости  $K_n$ , как  $W_z = K_n \cdot K_g$ ;
- в) через коэффициент водонасыщенности  $K_w$  и коэффициент пористости  $K_n$ , как  $W_z = K_n \cdot K_w - K_n \cdot K_g$ .

Влияние газонасыщенности на показания зондов нейтронного каротажа (НК) в газовых скважинах зависит от водородосодержания оставшейся в порах жидкости, т.е. через объёмную водонасыщенность коллектора  $K_n \cdot K_g$ .

Газонасыщенные коллекторы характеризуются одновременно двумя дефицитами — водородосодержания и плотности. Рост газонасыщенности коллектора усиливает оба дефицита, что приводит к возрастанию скоростей счёта для заинверсионных зондов НК, и уменьшению скоростей счёта для доинверсионных зондов.

Достоинство технологии МНК заключается в том, что газонасыщенность коллектора оценивается сразу по двум независимым величинам  $K_g$  и  $K_n \cdot K_g$  и на разном удалении от стенки скважины: 5–10 см (скважина), 10–15 см (ближняя зона) 15–25 см (средняя зона) 25–40 см (дальняя зона). Величины вычисленных значений  $K_g$  и  $K_n \cdot K_g$  и их распределения на различном удалении от стенки скважины является основой определения газонасыщенности прискважинной зоны коллектора. В результате интерпретации комплекса МНК, за истинное насыщение коллектора принимаются значения  $K_g$  и  $K_n \cdot K_g$ , вычисленные для дальней зоны. Для прогноза добычных характеристик коллектора анализируются распределения параметра  $K_n \cdot K_g$  [3] в радиальном направлении, чем выше величина вычисленных значений  $K_n \cdot K_g$ , тем выше прогнозный дебит газовой скважины.

**Вычисление коэффициента газонасыщенности и объёмной газонасыщенности в поровом пространстве коллектора.** Согласно методическим рекомендациям [2], аналитическими параметрами комплекса МНК, тесно связанными с газонасыщенностью коллектора, являются функции, характеризующие водонасыщенность коллектора  $F_w$  и дефицит плотности и водородосодержания газонасыщенного коллектора относительно водонасыщенного коллектора той же пористости  $P_{dd}$ . Аналитические параметры вычисляются с использованием информации о пространно-энергетическом распределении гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов по трём зондам спектротрического нейтронного гамма каротажа (ЗСНГК) и пространственного распределения тепловых нейтронов по двум зондам нейтронного каротажа 2ННК. Здесь необходимо подчеркнуть, что дифференциация вычисляемых аналитических параметров по МНК для определения газонасыщенности коллекторов в скважинах, заполненных жидкостью глушения, в 2–2,5 раза выше показаний зондов нейтронных методов НГК и ННК в аналогичных геолого-технических условиях. Дифференциация аналитических параметров МНК при разделении водонасыщенных и газонасыщенных коллекторов практически не зависит от заполнения скважины (газ или вода) в то время как показания методов НГК и ННК в газонаполненной скважине неинформативны для определения газонасыщенности коллекторов.

Исходной информацией для проведения геолого-геофизической интерпретации МНК являются геолого-технические условия в скважине:

- геологические — литология пласта, минерализация пластовой воды, глинистость и т.п.;
- технические — диаметр скважины, конструкция обсаженной скважины (число, диаметр, толщина колонн), состояние цементного камня, заполнение скважины (плотность, минерализация и состав заполняющего скважину флюида), давление газа в скважине и т.п.

Для проведения геолого-геофизической интерпретации МНК используются сеточные кросс-плоты. Пример такого кросс-плота в переменных  $F_w - P_{dd} - bz - h$  для большого зонда СНГК (дальняя зона) с использованием жёсткой части энергии ГИРЗ (энергия более 2,3 Мэв) ( $h$ ) для условий «в порах газ+пресная вода, в скважине — пресная вода» приведён на рис. 1. Кросс-плот применим для оценки газонасыщенности коллекторов месторождений севера Тюменской области. На нём изолинии  $K_{ci} = const$  образуют регулярную систему прямых линий, исходящих из одной точки, соответствующей плотному пласту с координатами  $F_w(K_g=0)$ ,  $P_{dd}(K_n=0)$ . Угол наклона этих изолиний равномерно уменьшается от 90 град при  $K_g=1$  до 0 град при  $K_g=0$  таким образом, коэффициент текущей газонасыщенности  $K_g$  в коллекторах может быть вычислен по следующей формуле:

$$K_g = \arctg\left\{ \frac{(F_{w,max} - F_{w,min}) / (F_{w,max} - F_{w,min})}{[P_{dd,max} / P_{dd,max}]} \right\}$$

где  $F_{w,min}$  — значение  $F_w$  в плотном пласте,  $F_{w,max}$  — значение  $F_w$  в опорном водонасыщенном коллекторе с максимальной пористостью  $K_{n,max}$  (в качестве опорных водонасыщенных коллекторов могут

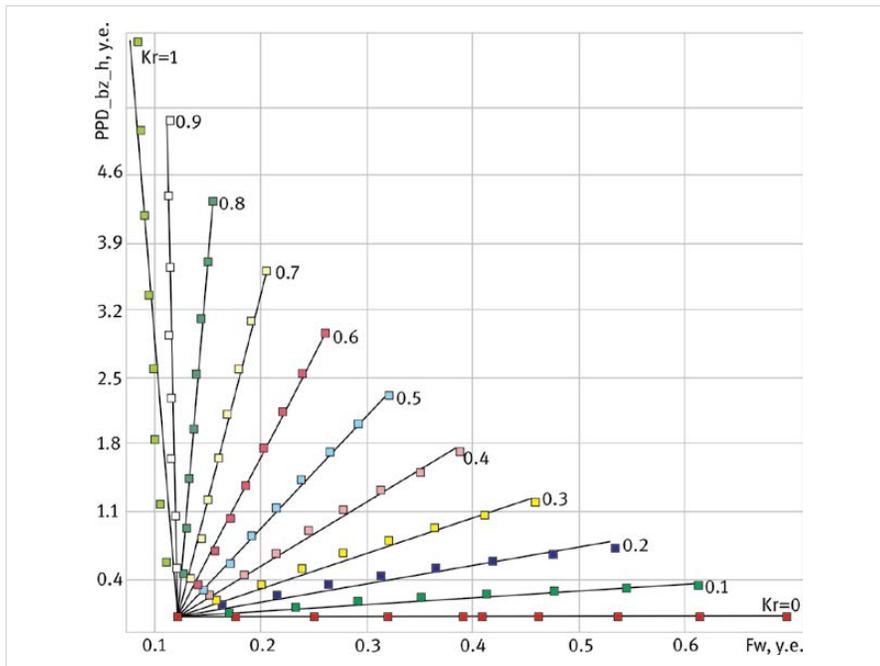


Рис. 1 — Сеточный кросс-плот в осях  $F_w - P_{dd} - bz - h$  для обсаженной скважины с конструкцией 216/168/73 мм, заполненной пресной водой, коллектор — песчаник, в порах газ + пресная вода. Шифр прямых изолиний — коэффициент газонасыщенности  $K_g$ , доли Fig. 1 — Grid cross plot in axes  $F_w - P_{dd} - bz - h$  for cased well with 216/168/73 mm Casing Program, filled with fresh water, reservoir — sandstone, pores are filled with gas + fresh water. Straight line legend: gas saturation factor  $K_g$  (unit fractions)

использоваться показания в глинах и глинистых породах);  $P_{dd,max}$  — значение  $P_{dd}$  в опорном газонасыщенном пласте с максимальными значениями  $K_n$  и  $K_p$ ;  $F_{w,max}$  и  $P_{dd,max}$  — текущие значения.

Объемная текущая газонасыщенность коллектора вычисляется следующим образом:

$$W_z = (F_{w,тек} - F_{w,мин}) \times (W_{z,max} / P_{max}),$$

где  $W_{z,max}$  — максимальная объемная газонасыщенность пористости, определенная по геолого-геофизическим данным;

$P_{max}$  — максимальное приращение  $P$ ;

$F_{w,тек}$  — текущее значение функции  $F_w$ ;

$F_{w,мин}$  — минимальное значение функции  $F_w$ .

Выше отмечалось, что газонасыщенность коллектора оценивается по двум независимым величинам  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  и на разном удалении от стенки скважины: 5–10 см (скважина), 10–15 см (ближняя зона) 15–25 см (средняя зона) 25–40 см (дальняя зона). Величины вычисленных значений  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  и их распределения на различном удалении от стенки скважины является основой геологической интерпретации при определении газонасыщенности прискважинной зоны коллектора. Из рисунка видно, что коллекторы с высокими значениями  $K_p$  могут иметь различные значения  $K_n \cdot K_p$  в зависимости от пористости, а в обводнённых коллекторах значения  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  определяются водонасыщенностью пористостью

$K_n \cdot K_p$  при этом чем выше эти значения, тем выше газонасыщенность коллектора.

Общая схема геологической интерпретации МНК по двум вычисляемым параметрам газонасыщенности  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  при вариациях пористости и газонасыщенности в обсаженной скважине приведена на рис. 2.

**Погрешности определения газонасыщенности  $K_p$  за счет вариаций неконтролируемых параметров ГТУ.** Численные оценки погрешностей определения газонасыщенности  $K_p$  по аналитическим параметрам нейтронных для аппаратуры типа КСПРК-Ш и её аналогов за счет влияния неконтролируемых помех от вариаций различных параметров ГТУ получены расчетным путем и рассмотрены в методических рекомендациях [2]. В качестве типовых источников помех взяты вариации ГТУ: минерализация воды в скважине и поровом пространстве коллектора; литологии — кварцевый песчаник-известняк; плотности скважинного флюида. Помехи указанных типов можно ранжировать по величине их влияния на точность определения  $K_p$  в порядке убывания следующим образом: минерализация воды в скважине, плотность газа в скважине, литология. Требования к информации об уровнях помех, при которых их вклады в погрешность  $K_p$  не превышают 0,1–0,15 абс. долей: плотность скважинного флюида необходимо знать с точностью не ниже 0,1 г/см<sup>3</sup>; литология (кварцевый песчаник-известняк) лишь в низкопористых коллекторах с выделением 2–3 градаций; минерализацию воды в скважине нужно знать с точностью не хуже  $\pm(25-30)$  г/л.

**Результаты скважинных исследований газовых скважин комплексом МНК.** Оценка остаточных скоплений газа производилась в газовых скважинах севера Тюменской области с различными геолого-техническими условиями: при заполнении ствола скважины газом или водой; через НКТ диаметром 73 мм в работающих скважинах с диаметром эксплуатационной колонны 168 мм; в эксплуатационной колонне наблюдательных скважин диаметром 168 мм, заполненная жидкостью глушения. Объектом исследований работающих скважин была призабойная часть газовых скважин, включая интервал перфорации.

На рис. 3 приведены результаты исследований комплексом МНК призабойной части газовой скважины эксплуатирующей сеноманские отложения. Исследования выполнялись через НКТ с использованием шлюзового оборудования. Скважина работает сухим газом.

По результатам интерпретации комплекса МНК установлено следующее. ГВК установленного по ГИС открытого ствола в 1995 г. находится на глубине 1058,0 м. При последующем контроле его продвижения по методу НГК в 2002 г. и в 2014 г. По последнему замеру установлено его поднятие на 3 м, что не соответствует действительности. Это подтверждается результатами интерпретации комплекса МНК. По результатам интерпретации МНК и термометрии установлено наличие заколонного перетока газа из коллектора, находящегося в интервале глубин 1056,5–1061,0 м в интервале перфорации. Независимым признаком подтверждения справедливости результатов интерпретации МНК является отсутствие воды в призабойной части скважины ниже интервала перфорации. Снижение значений сопротивления в интервале глубин 1056,5–1061,0 м по

Характеристика газонасыщенного и газоводонасыщенного коллекторов	Скважина		Ближняя зона		Средняя зона		Дальняя зона		Пределы изменения пористости коллектора, %
	Кп*Кг, об. ед.		Кп*Кг, об. ед.		Кп*Кг, об. ед.		Кп*Кг, об. ед.		
	0	0.28 0.5	0	0.28 0.5	0	0.28 0.5	0	0.28 0.5	
	кг, %		кг, %		кг, %		кг, %		
	0	5,0 100	0	5,0 100	0	5,0 100	0	5,0 100	
Высокопористый коллектор									25-35
Среднепористый коллектор									10-25
Низкопористый коллектор									5-10
Газоводонасыщенный коллектор									20-25
Водогазонасыщенный коллектор									20-25
Водонасыщенный коллектор									20-25

Рис. 2 — Общая схема геологической интерпретации МНК по двум вычисляемым независимым параметрам газонасыщенности  $K_p$  и  $K_n \cdot K_p$  в обсаженной скважине  
Fig. 2 — General diagram of MSNL geological interpretation based on two independent calculable gas saturation parameters  $K_p$  and  $K_n \cdot K_p$  in cased well

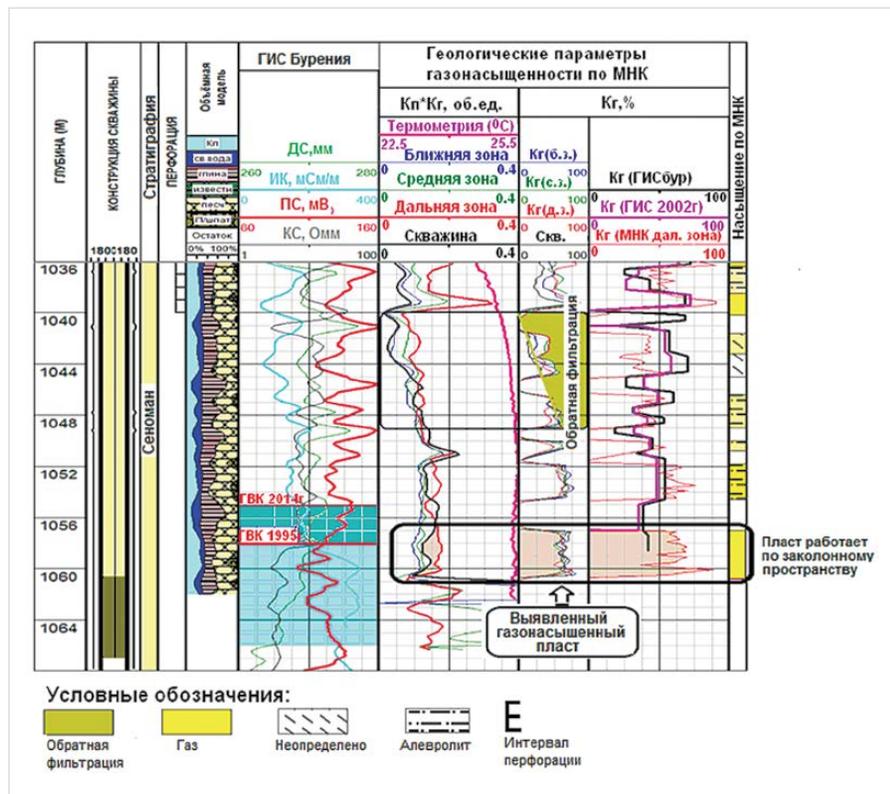


Рис. 3 — Результаты исследований газовой скважины с выявлением газонасыщенного коллектора по комплексу МНК, расположенного ниже ГВК определенному по комплексу ГИС в открытом стволе  
Fig. 3 — Results of gas well survey with identification of gas saturated reservoir on the basis of MSNL suite data below the GVC determined on the basis of logging suite data in open hole

электрическим методам КС и ИК явилось признаком по определению глубины положения ГВК. Причиной не корректного определения глубины положения ГВК электрическими методами является наличие гидрофильного газонасыщенного коллектора.

Наличие зоны обратной фильтрации скважинной жидкости в газонасыщенный коллектор, образующуюся ниже перфорационных отверстий, что связано с выносом остаточной воды из гидрофильного коллектора. Зона обратной фильтрации однозначно выделяется снижением вычисляемых значений  $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$  в интервале глубин 1040–1049 м. Наличие зоны обратной фильтрации значительно осложняет определение глубины положения ГВК по результатам интерпретации традиционных методов НГК и ННК.

На рис. 4 приведены результаты исследований призабойной части сеноманских отложений в газовой скважине комплексом МНК в которой призабойная часть заполнена водой до нижних перфорационных отверстий, а выше газом.

На рисунке также нанесены результаты определения  $K_z$  по ГИС открытого ствола. Скважина в зависимости от режима отбора газа работает газом или газом с водой. Исследования выполнялись через НКТ с использованием шлюзового оборудования. В результате интерпретации комплекса МНК установлено: наличие зацементированного газа в газонасыщенном коллекторе с низкими ФЕС ниже интервала перфорации, который выделяется по увеличению  $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$  от ближней части прискважинной зоны коллектора к дальней, и свидетельствует о частичном блокировании выхода газа водой в ближней зоне коллектора; наличие заколонного перетока воды из водонасыщенного коллектора, находящегося ниже забоя скважины, в интервале перфорации подтверждается низкими значениями  $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$  в ближней зоне; наличие в интервале перфорации задушенных скважинной жидкостью газонасыщенных коллекторов или прорыва пластовых вод, что менее вероятно.

На рис. 5 приведены результаты исследований наблюдательной газовой скважины, заполненной водой. В результате интерпретации комплекса МНК установлено: наличие обводнённых коллекторов с остаточной газонасыщенностью до 30%; величина остаточной газонасыщенности обводнённых газонасыщенных коллекторов имеет примерно одинаковые значения  $K_z$  на разном удалении от стенки скважины.

### Итоги

Приведены результаты проведенных опытно-производственных и научно-исследовательских работ, свидетельствующие о том, что технология МНК весьма информативна для определения остаточной газонасыщенности коллекторов в широком диапазоне вариаций геолого-технических условий в газовых скважинах.

По данным зондирования прискважинной зоны коллекторов комплексом МНК определяется распределение газонасыщенности ( $K_z$  и  $K_n \cdot K_z$ ) на разном удалении от стенки скважины, т.е. выполняется разноглубинное зондирование прискважинной зоны коллектора, что является диагностическим критерием выделения газонасыщенных коллекторов в обводнённой части продуктивных отложений и

используется для последующей оценки остаточной газонасыщенности.

### Выводы

Развиваемая технология МНК разработана в России и не имеет российских и зарубежных аналогов.

В связи с чем, она рекомендована ЭТС ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» для применения и может быть использована при решении широкого круга геолого-промысловых задач, характерных для поздней стадии разработки, а именно: выделения и определения газонасыщенности глинистых и гидрофильных коллекторов; определения остаточной газонасыщенности

в гидрофильных коллекторах; прогноза флюидодинамики прискважинной зоны коллектора, включая интервал перфорации. Основным отличительным преимуществом технологии является возможность зондирования прискважинной зоны коллектора с определением значений газонасыщенности ( $K_z$ ,  $K_n \cdot K_z$ ) на различном удалении от стенки скважины. Величина и распределение вычисленных значений газонасыщенности в радиальном направлении служат основой геолого-геофизической интерпретации при определении насыщенности коллектора. Технология информативна при различном заполнении ствола скважины в условиях многоколонной конструкции скважины.

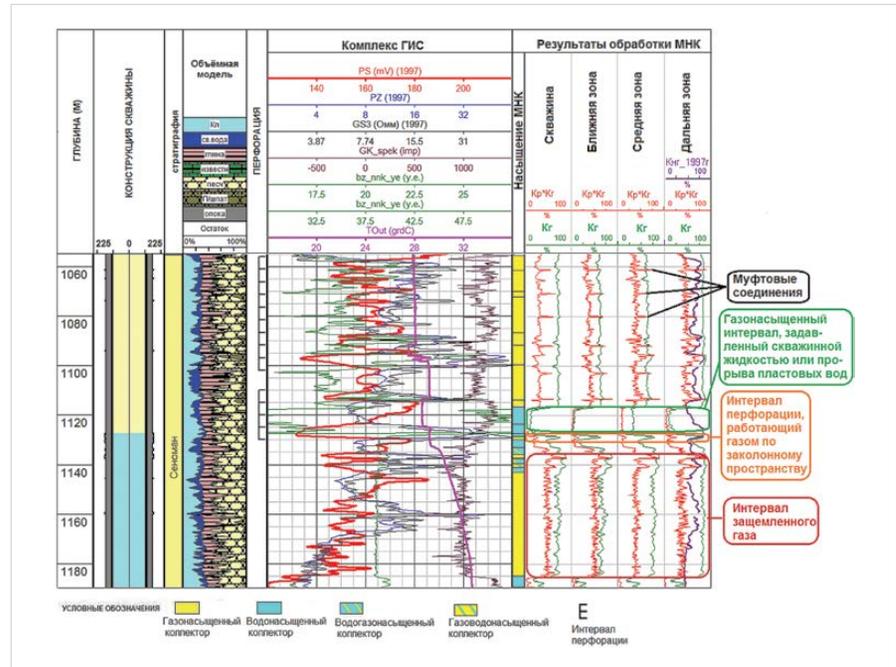


Рис. 4 — Результаты исследований газовой скважины с выявлением зацементированного в газонасыщенном коллекторе с низкими ФЕС, расположенного ниже интервала перфорации и задушенного скважинной жидкостью газонасыщенного коллектора в перфорированной части коллектора  
 Fig. 4 — Results of gas well survey with identification of trapped gas in the gas saturated reservoir with low reservoir properties below the perforated interval, and in the perforated interval of the well in the gas saturated reservoir killed with borehole fluid

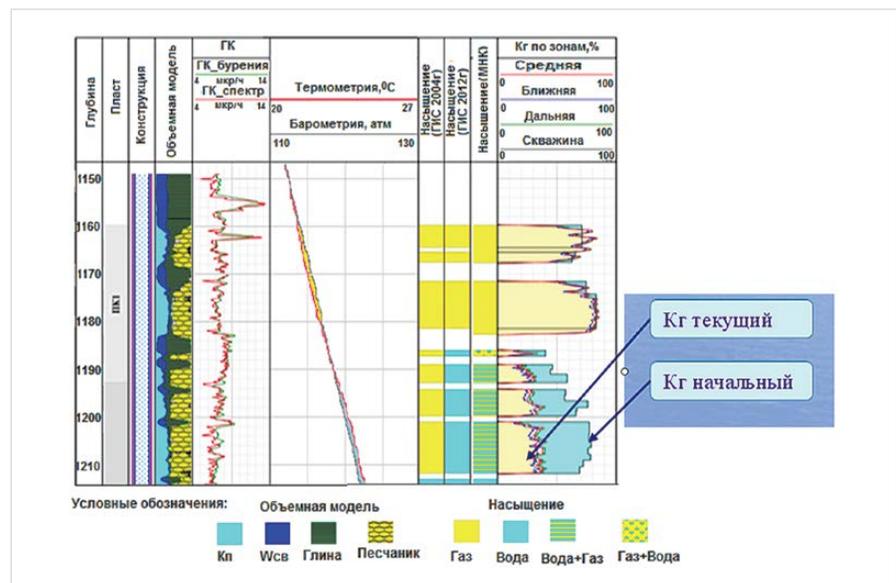


Рис. 5 — Результаты исследований наблюдательной газовой скважины с определением остаточной газонасыщенности в обводнённых продуктивных отложениях  
 Fig. 5 — Results of gas monitoring well survey with determination of residual gas saturation of watered pay zones

Технология позволяет определять содержания кальция и кремния, что при совместной интерпретации с комплексом ГИС открытого ствола позволяет повысить качество построения объемной модели геологического разреза, а в случае отсутствия комплекса ГИС - позволяет построить ее по результатам обработки комплекса ЗСНГК + 2ННКТ + СГК.

#### Список литературы

1. Приказ Минприроды России № 564 от 28. 12. 2015. Об утверждении

требований к составу правил оформления представляемых на государственную экспертизу по подсчёту запасов нефти и горючих газов.

2. Методические рекомендации по применению многозондового нейтронного каротажа для оценки характера насыщения и коэффициента газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах. Москва-Тверь: Полипресс, 2016.

3. Берман Л.Б. Нейман В.С. Каргер М.Д. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений. М.: Недра, 1987. 244 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами. Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь: Тверьгеофизика, 2003. 258 с.

ENGLISH

GEOPHISICS

## Development of technology for evaluation of residual gas saturation in watered gas wells on the basis of multi-probe neutron logging

UDC 551+622.276

#### Authors:

**Igor A. Zinchenko** — Ph.D., head of Administration # 307/5<sup>1</sup>; [I.Zinchenko@adm.gazprom.ru](mailto:I.Zinchenko@adm.gazprom.ru)  
**Sergey A. Kirsanov** — Ph.D., deputy head of Administration # 307/5<sup>1</sup>; [S.Kirsanov@adm.gazprom.ru](mailto:S.Kirsanov@adm.gazprom.ru)  
**Sergey A. Egurtsov** — general director<sup>2</sup>; [s.egurtsov@iogt.ru](mailto:s.egurtsov@iogt.ru)  
**Yuri V. Ivanov** — deputy general director<sup>2</sup>; [y.ivanov@iogt.ru](mailto:y.ivanov@iogt.ru)  
**Alexander I. Lysenkov** — Ph.D., head of field geology division<sup>2</sup>; [a\\_lysenkov@bk.ru](mailto:a_lysenkov@bk.ru)

<sup>1</sup>PJSC "Gazprom", Saint-Petersburg, Russian Federation

<sup>2</sup>"IOGT" LLC, Moscow, Russian Federation

#### Abstract

Determination of current reservoir gas saturations for the purposes of evaluation of the uniformity of reserve recovery across the reservoir body, and estimation of gas reserves remaining in the watered pay zone for a feasibility study on extraction thereof, constitutes one of the urgent tasks for gas fields, especially mature ones. This objective became particularly pressing due to introduction from January 1 2016 of a new Classification of reserves and Resources of Oil and Combustible Gases that mainly features an economic assessment of the development of hydrocarbon reserves, performed with varying degree of elaboration subject to the field exploration stage. The article describes the results of further development of the innovative technology of near-wellbore area logging at various depths with the use of SNGK and NNL logging methods under geological and technical conditions of mature gas wells.

#### Materials and methods

Procedural guidelines and software for MSNL (Multi-Sonde Neutron Logging) geological and geophysical interpretation technology were substantiated, developed and implemented on the basis of field and mathematical simulation with the use of basic petrophysical relationships among reservoir gas saturation and analytical parameters derived on the basis

of neutron methods, field pilot/production logging (PPL) data.

#### Results

The presented results of conducted pilot/production and research/development works evidenced that the MSNL technology had proven to be very informative for determining reservoir residual gas saturation in wide range of varying geological and technical conditions of gas wells.

The distribution of gas saturation ( $K_g$  and  $K_p * K_g$ ) at various distance from bore hole walls shall be determined on the basis of MSNL logging data obtained in the reservoir near-wellbore area, i.e. through the logging of reservoir near-wellbore area at various depths; it provides a diagnostic criterion for identification of gas-saturated reservoirs in the watered portion of pay zones and may be used for subsequent evaluation of residual gas saturation.

#### Conclusions

The MSNL technology has been developed in Russia and has no Russian of this foreign analogues.

In this connection it was recommended by the Expert-Technical Council of the Federal State-Funded Institution «State Commission on Mineral Reserves» for deployment, and it may be used for achieving a wide range of geological-field objectives, specific for a mature production field, more specifically:

identification and determination of gas saturation of shaly and hydrophilic reservoirs; determination of residual gas saturation of hydrophilic reservoirs; forecasting fluid dynamics in the reservoir near-wellbore area, including perforated interval. The possibility of reservoir near-wellbore area logging with determination of gas saturation values ( $K_g$ ,  $K_p * K_g$ ) at various distance from bore hole walls is the basic differential advantage of the technology. The magnitude and distribution of calculated values of gas saturation in the radial direction would serve as a basis for geological and geophysical interpretation in determination of reservoir saturation. The technology is informative at various backfilling in the context of multistring well program. The technology allows to determine calcium and silicium content, and, subject to sequential interpretation of the open hole logging suite data, enhance the quality of three-dimensional model of geological section, or, in the absence of a logging suite data, it would allow to develop a model on the basis of the results of processing of 3SNGK+ 2NNLT + NGL suite data.

#### Keywords

nuclear-physical analysis methods, neutron method, near-wellbore area, logging, gas saturation factor, volumetric gas saturation, radial distribution of gas saturation, reservoir saturation

#### References

1. Order No. 564 of the Ministry of Natural Resources of Russia, dated 28.12.2015. On approval of requirements for the composition and execution of the materials submitted to state expert examination for estimation of reserves of oil and combustible gases.
2. Methodological recommendations on the deployment of Multi-Sonde Neutron Logging

- for evaluation of the nature of reservoir gas saturation and the gas saturation factor in cased gas wells. -Moscow-Tver: Polipress, 2016.
3. Berman L.B. Neyman V.S. Karger M.D. and oth. *Promyslovaya geofizika pri uskorennoy razvedke gazovykh mestorozhdeniy* [Geophysical well logging during accelerated gas field exploration]. Moscow: Nedra, 1987, 244 p.
4. *Metodicheskie rekomendatsii po*

*podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnymi metodami* [Methodological recommendations on the estimation of oil and gas geological reserves with the use of volumetric methods]. Ed. by V.I. Petersilie, V.I. Poroskuna, G.F. Yatsenko. Moscow-Tver: Tver'geofizika, 2003, 258 p.