

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-9-17

УДК 550.832

В.Х. Алхашман, В.М. Лобанков (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ПРОБЛЕМЫ ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКОМ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Walid Khaled Alkhashman, Valeriy M. Lobankov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

PROBLEMS OF PULSE NEUTRON LOGGING FOR CONTROL PRODUCTION OF OIL RESERVOIRS

Введение

С началом применения искусственно-го заводнения в нефтенасыщенных пластах возникла необходимость геофизического контроля за процессом разработки месторождений. Наряду с каротажем в открытом стволе скважины, по результатам которого получены первичные данные для подготовки технологических схем разработки месторождения, возникает потребность периодического контроля параметров пластов, необходимых для управления процессом рациональной выработки запасов нефти.

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) широко используется для мониторинга насыщенности пласта, который позволяет периодически определять текущую нефтенасыщенность флюидов в прискважинной зоне. Из-за малой глубинности исследований аппаратурой ИНК на его показания оказывают влияние изменения в пласте, происходящие вблизи стенки скважины. Поэтому крайне важно понимать и оценивать влияние параметров прискважинной зоны, оказывающих влияние на результаты измерений нейтронных характеристик продуктивной части пласта.

Background

Before using artificial waterflooding in oil-saturated formations, there is a need for geophysical control over the process of oil production. Along with logging in open wellbore, according to the result obtained from the primary data for the preparation of technological schemes for field development, there is a need for periodic monitoring of reservoir parameters necessary for managing the process of rational production of oil reserve.

Pulse neutron logging (PNL) is widely used to monitor reservoir saturation, which periodically determines the current oil saturation of fluids in the near-wellbore zone. Due to the shallow depth of investigation by PNL equipment, its measurements are affected by operations in the formation occurring near wellbore. Therefore, it is extremely important to understand and evaluate the effect of the parameters of the borehole zone which can have an impact on the result of the measured neutron characteristics of the productive part of a formation.

Цели и задачи

Выполнить анализ влияния различных физических параметров пласта и скважины на показания аппаратуры импульсного нейтронного каротажа. Подготовить рекомендации по разработке специальной программы мониторинга для минимизации критических факторов, влияющих на качество и результаты мониторинга насыщенности пласта.

Методы

Выполнен анализ экспериментальных данных, полученных на одном из нефтяных месторождений методом импульсного нейтронного спектрометрического гамма-каротажа (метод ИНГК-С), основанном на регистрации энергетического спектра гамма-излучения во время паузы между кратковременными (импульсными) облучениями пласта быстрыми нейтронами от скважинного импульсного генератора нейтронов, а также методом углеродно-кислородного каротажа (метод C/O-каротажа).

Результаты

Показано, что наиболее сильное влияние на показания аппаратуры ИНК оказывают проникновение фильтрата бурового раствора и плохое качество цементирования колонны в скважине. Требуется оптимизировать свойства промывочной жидкости, чтобы минимизировать эффект проникновения фильтрата бурового раствора в пористые пласты, а также выполнять периодический мониторинг качества цементирования колонны в скважине в процессе разработки месторождения.

Aims and Objectives

Perform an analysis of the influence of various physical parameters of the formation and well on the measurement of pulse neutron logging equipment. Provide recommendations for the development of a special monitoring program to minimize critical factors affecting the quality and results of reservoir saturation monitoring.

Methods

The analysis of experimental data obtained at one of the oil fields by pulse neutron spectrometric gamma-ray logging, based on recording the energy spectrum of gamma radiation during a pause between short-term (pulse) irradiation of the formation by fast neutrons from a borehole pulse neutron generator, as well as the method of carbon-oxygen logging (C/O log) is fulfilled.

Results

It is shown that the penetration of the mud filtrate and the poor quality of the cementing of the column in the borehole have the greatest influence on the readings of the PNL equipment. It is required to optimize the properties of the drilling fluid in order to minimize the effect of penetration of the drilling fluid filtrate into the porous formations, as well as to periodically monitor the quality of the cementing of the column in the well during field development.

Ключевые слова: геофизика; нейтронный каротаж; углеродно-кислородный каротаж; мониторинг; нефтенасыщенность; сигма-каротаж; прискважинная зона

Key words: geophysics; neutron logging; carbon-oxygen logging; monitoring; oil saturation; sigma logging; wellbore

Методы и технологии промышленно-геофизического контроля используются в эксплуатационных скважинах для определения характера и поведения флюидов внутри или вокруг ствола скважины вследствие сбора динамических данных о коллекторе для оптимизации управления месторождением и

решения разных проблем во время добычи нефти или закачки воды [1].

Существует множество методов мониторинга нефтенасыщенности пластов, которые обычно используются в нефтяной промышленности на основе измерений удельного электрического сопротивления в бурящих-

ся скважинах и в обсаженных скважинах через стальную колонну, а также углеродно-кислородный каротаж и сигма-каротаж (по сечению захвата тепловых нейтронов). Каждый из вышеупомянутых методов имеет свои преимущества и недостатки. Конкретный метод для мониторинга насыщенности коллектора выбирается в зависимости от таких факторов, как цель работы, ограничения применения скважинного средства измерений, геолого-технические условия в стволе скважины и в прискважинной зоне, а также характеристики коллектора. В настоящее время в нефтяной промышленности среди всех этих методов импульсный нейтронный каротаж (ИНК) по-прежнему является наиболее доступным и практичным [2].

Сигма-каротаж

Измеряемый параметр «сигма» определяется как сечение захвата тепловых нейтронов в пласте - это относительная способность пласта к его реакции на захват нейтронов ядрами химических элементов. Параметр «сигма» измеряется с использованием времени затухания нейтронов в детекторе методом косвенных измерений как константа 4550, деленная на параметр «тау» - время в микросекундах, в течение которого нейтронная популяция в детекторе уменьшается до 36,8 % от ее первоначального значения. Оценка коэффициента водонасыщенности (K_b) с использованием измеренного значения параметра «сигма» более эффективна в пласте с высокой и известной минерализацией пластовой воды.

Причиной этого является то, что сечение захвата нейтронов в пресной воде очень близко к сечению захвата нейтронов в углеводородах, тогда как «сигма» в соленой пластовой воде выше, чем «сигма» в углеводородах. Чем выше минерализация пластовой воды, тем больше разница между параметром «сигма» в такой воде по сравнению с сигмой в углеводородах [3].

В таблице 1 приведены значения параметра «сигма» в различных пластовых флюидах и для различной литологии пластов.

Исходя из того, что в таблице 1 параметр «сигма» в пластовых флюидах выше, то этот параметр в пресной воде почти такой же, как и в нефти, а в пресной воде также близок к параметру «сигма» в газе.

Таблица 1. Значения параметра «сигма» в различных пластовых флюидах и для различной литологии пластов

№ п/п	Элементы пласта	Параметр «сигма»
1	кварцевый песчаник	8
2	субаркозный песок	10
3	известняк	12
4	доломит	8
5	нефть	18-22
6	пресная вода	22
7	соленая вода (35 г/л)	34
8	соленая вода (150 г/л)	80
9	газ	3-14
10	метан	5,5

Параметр «сигма» в газе имеет очень низкие значения (особенно при низких давлениях). В пластах с концентрацией раствора хлорида натрия в воде более 20 г/л сигма-каротаж обеспечивает удовлетворительное измерение коэффициента водонасыщенности через насосно-компрессорную и (или) обсадную колонну. Если минерализация пласта низкая или является переменной, то сигма-каротаж не может распознать нефтенасыщенные пласты.

Для этих геолого-технических условий была разработана модификация метода ИНГК-С - *углеродно-кислородный каротаж* (C/O-каротаж).

C/O-каротаж

В аппаратуре C/O-каротажа используется неупругое рассеяние нейтронов высоких энергий на ядрах углерода и кислорода с образованием гамма-излучения различных энергий.

По результатам анализа спектра энергий зарегистрированных гамма-квантов возможно измерить соотношение количества атомов кислорода и углерода в исследуемом объеме горной породы и распознать нефтенасыщенные, газонасыщенные и водонасыщенные пласты. Однако углерод и кислород присутствуют и в матрице карбонатной горной породы. В песчанике низкая кислородная чувствительность, хотя углерод присутствует в нефти, но не в воде, а кислород присутствует в воде, но не в нефти. Матрица породы (особенно карбонаты) может содержать значительные количества обоих.

Вместе они приводят к значительным эффектам в стволе скважины и пласте, которые необходимо учитывать в процессе интерпретации кривых С/О-каротажа.

Известно также, что глубина исследования аппаратурой ИНГК-С не превышает 200 мм. Такой небольшой объем прискважинной части пласта предполагает большое влияние вещества в скважине на показания аппаратуры ИНК [4].

В таблице 2 указаны сравнительные характеристики методов сигма-каротажа и С/О-каротажа и возможность их использования в этих ситуациях.

Таблица 2. Сравнительные характеристики сигма-каротажа и С/О-каротажа и возможность их использования в этих ситуациях (да/нет)

Параметр или условия измерений	Сигма-каротаж	С/О-каротаж
Глубина исследования (дм)	12	6
Вертикальное разрешение (фут)	2	2
Пресная вода	нет	да
Соленая вода	да	да
Плохое качество цемента	да	нет
Плохое качество приемника	да	нет

Существует множество факторов, которые могут оказывать существенное влияние на показания аппаратуры ИНК. Их можно

классифицировать по следующим категориям:

- глубинность исследования;
- возможности аппаратуры по типу детектора и обработке данных энергетического спектра гамма-квантов;
- свойства пласта (пористость, параметры зоны проникновения и литология);
- параметры стенки ствола скважины и вещества в ней;
- адекватность модели объекта измерений реальному объекту;
- систематические и случайные погрешности измерений.

Существует несколько факторов, связанных с условиями в стволе скважины и вблизи ствола скважины, которые влияют на качество и результаты ИНК. Поскольку аппаратура С/О-каротажа имеет меньшую глубинность исследований в пласте по сравнению с глубинностью сигма-каротажа, то остальные факторы оказывают большее влияние на показания этой аппаратуры.

Эффекты влияния ствола скважины и около стволы скважины на показания ИНК можно разделить на следующие две основные категории:

1. Постоянное воздействие на показания аппаратуры ИНК, которое трудно компенсировать (неровности стенки скважины и дефекты цементирования колонны типа «канал»);

2. Временные эффекты воздействия, связанные с проникновением фильтрата промывочной жидкости (бурового раствора) в пласт и возвратом этого фильтрата обратно в скважину.

Оценим степень влияния этих факторов на показания аппаратуры ИНК и на качество мониторинга динамики нефтенасыщенного пласта.

Влияние проникновения фильтрата

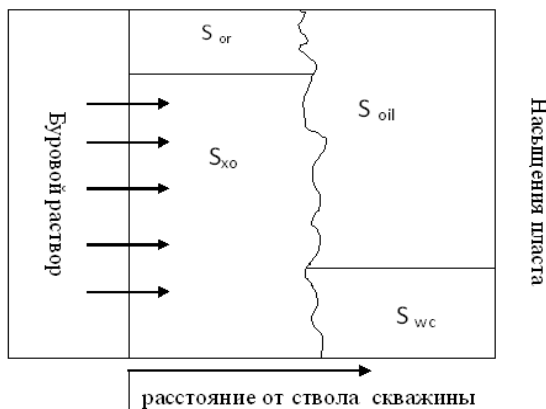
Прискважинная зона пласта обычно изменяется в процессе бурения в результате проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт в результате избыточного давления столба промывочной жидкости в скважине.

Диаметр зоны проникновения зависит от следующих параметров:

- избыточное давление;
- проницаемость глинистой корки;
- пористость пласта;
- проницаемость пласта;
- свойства промывочной жидкости.

Диаметр зоны проникновения может быть определен с помощью аппаратуры электрического каротажа с несколькими зондами разной длины с измерением удельного электрического сопротивления при условии, если глубина проникновения не находится за пределами зоны исследования аппаратуры.

Как правило, проникновение фильтрата происходит в результате использования бурового раствора на водной или масляной основе. Схема структуры зоны проникновения фильтрата в пласт показана на рисунке 1.



- S_{oil} - доля нефти в порах до проникновения фильтрата;
- S_{wc} - доля воды в порах до проникновения фильтрата;
- S_{or} - доля нефти в порах после проникновения фильтрата;
- S_{xo} - доля фильтрата в порах после его проникновения в пласт

Рисунок 1. Схема структуры зоны проникновения фильтрата при его движении из скважины в пласт

Проникновение фильтрата из глинистого бурового раствора в водонасыщенную часть пласта не меняет коэффициент водо-

насыщенности S_w . Он остается 100 % без изменения.

Инвазия фильтрата бурового раствора на водной основе в углеводородную часть пласта может значительно снизить насыщение углеводородами от S_{oil} до S_{or} и увеличить коэффициент водонасыщенности от S_{wc} до S_{xo} , как показано на рисунке 1.

Измеренное значение коэффициента насыщенности флюидами в зоне проникновения не должно использоваться для прогнозирования остаточного насыщения углеводородов при вытеснении воды внутри пласта, поскольку динамика вытеснения различна. При оценке коэффициента водонасыщенности пласта в необсаженных скважинах, полученного по данным каротажа с малым радиусом исследования (микро-каротаж, ядерно-магнитный каротаж, диэлектрический каротаж и C/O-каротаж) сразу после бурения, измеренное значение будет равно S_{xo} ; которое выше коэффициента водонасыщенности пласта S_{wc} . Для оценки глубины зоны проникновения фильтрата в пласт разработаны зонды удельного электрического сопротивления с глубиной до 2,5 м [5, 6].

После завершения бурения скважины происходит процесс расформирования зоны проникновения фильтрата в пласт (рисунок 2). Видно, что параметр S_{xo} находится на максимуме во время бурения, и его значение будет постепенно уменьшаться до значения S_{wc} по пути вторичного дренажа.

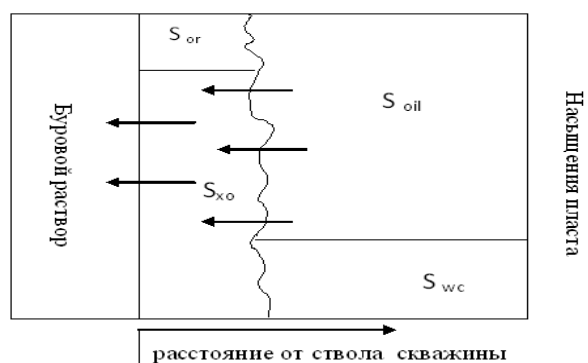


Рисунок 2. Схема структуры зоны проникновения фильтрата при его движении из пласта в скважину

Если скважина будет завершена спуском колонны и ее цементированием без надлежащей очистки и обратного потока, процесс восстановления прискважинной зоны пласта до первоначального состояния S_{wc} иногда может занимать несколько лет.

Для скважин с открытым стволом процесс восстановления насыщенности прискважинной зоны пласта может происходить быстрее, но все же потребуются время из-за капиллярного гистерезиса. Скорость восстановления насыщенности пласта зависит как от свойств породы и флюида, так и от степени проникновения фильтрата бурового раствора.

Эффект проникновения фильтрата бурового раствора в пласт контролируют по показаниям аппаратуры электрического каротажа с измерением кажущихся значений удельного электрического сопротивления пласта в открытом стволе скважины с зондами разной длины (с различными значениями радиуса исследований). Спустя один год после того, как скважина была обсаженной, часть этого проникшего фильтрата все еще была обнаружена с помощью С/О-каротажа [6]. Если скважина остановлена или заглушена из-за недостаточной энергии коллектора, скважинный флюид будет повторно проникать в пласт - через необсаженный интервал или интервал перфорации всякий раз, когда гидростатическое давление в скважине

больше, чем пластовое давление в прискважинной зоне. Если произойдет повторное проникновение скважинной жидкости, то параметр S_{wc} будет изменен, и результаты измерений также не будут отражать прежнего значения коэффициента водонасыщенности пласта.

Из-за влияния перепроникновения скважинных жидкостей обратно в пласт при проведении ремонта скважины мониторинг методами ИНК должен быть запущен до того, как скважина будет заглушена для капитального ремонта, а не во время или сразу после капитального ремонта. Типичным флюидом при капремонте является тяжелый рассол, который может проникать в глубь пласта при нормальном рабочем давлении, что делает показания аппаратуры ИНК непрезентативными для измерений коэффициента насыщенности пласта.

Влияние плохого качества цементирования колонны

Качество цемента важно не только для контроля скважины, но также оказывает непосредственное влияние на мониторинг насыщенности пласта аппаратурой ИНК. Что касается влияния качества цемента на мониторинг насыщения с использованием С/О-каротажа, пример показан на рисунке 3.

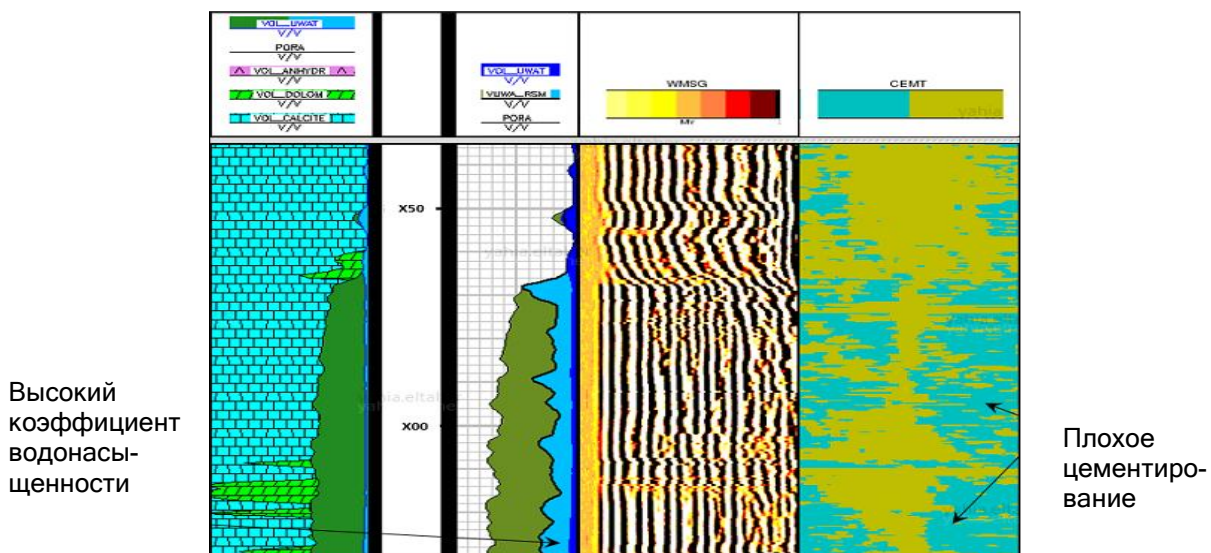


Рисунок 3. Влияние качества цемента на мониторинг насыщения с использованием С/О-каротажа

В этом случае через интервалы, где качество цементирования низкое, как показано каротажной диаграммой контроля цементирования скважины (дорожка 3) и на карте ультразвукового каротажа зазоров между колонной и цементом (дорожка 4), может наблюдаться аномально большой объем воды из-за наличия жидкости в канале цементного кольца (дорожка 2) [7].

Пути решения проблемы мониторинга насыщенности пластов

Чтобы обеспечить качество данных и репрезентативные результаты, программа мониторинга насыщенности пластов должна соответствовать целям и задачам и включать рекомендации по минимизации критических факторов, влияющих на качество и результаты мониторинга нефтенасыщенности пласта.

Для минимизации влияния параметров прискважинной зоны и дефектов цементирования колонны на достоверность мониторинга нефтенасыщенности пластов [8] необходимо выполнить следующие требования:

- бурение скважины должно быть выполнено максимально на балансе гидростатического и пластового давления;
- измерения в наблюдательных скважинах малого диаметра являются предпочтительными, поскольку эффекты влияния скважины на показания аппаратуры ИНК минимизируются; скважина должна быть пробурена с небольшим наклоном (от 10° до 15°), чтобы обеспечить хорошую повторяемость данных при повторных измерениях в процессе мониторинга нефтенасыщенности;
- свойства бурого раствора по размерам частиц должны быть оптимальными в соответствии с распределением пор в пласте по их размерам;
- поверхность стенки пробуренной скважины должна быть такой, чтобы свести к минимуму влияние шероховатости ее поверхности на показания аппаратуры электрического зонда с контактными микрозондами;
- перфорация колонны должна быть выполнены только в стратегически важных местах, например в самой верхней

части пласта, с пониманием того, что на насыщение коллектора в прискважинной зоне пласта может влиять повторное проникновение жидкости из скважины в пласт;

- процедура цементирования колонны должна обеспечивать хорошее качество цемента в заколонном пространстве; колонна должна быть центрирована, чтобы обеспечить равномерное распределение цемента по всему пространству; качество сцепления цемента с колонной должно периодически контролироваться;
- периодические измерения удельной электрической проводимости целесообразно выполнять аппаратурой индукционного каротажа в стеклопластиковой колонне в интервале продуктивного пласта;
- для периодического мониторинга месторождения целесообразно использовать один и тот же скважинный зонд, чтобы свести к минимуму систематические инструментальные погрешности.

Метрологическое обеспечение ИНК

Для аппаратуры сигма-каротажа в качестве эталона используется резервуар с питьевой водой по ГОСТ Р 51232-98. Калибровочная функция в виде зависимости сечения захвата нейтронов от выходного сигнала аппаратуры ИНК проходит через начало координат и точку, соответствующую показаниям аппаратуры и «сигме» в воде. Для аппаратуры С/О-каротажа эталоны нефтенасыщенности отсутствуют.

Для получения возможности прямых измерений коэффициента нефтенасыщенности пластов горных пород аппаратурой С/О-каротажа необходимо разработать и построить комплекс эталонов, позволяющих воспроизводить коэффициент нефтенасыщенности при разных значениях коэффициента пористости песчаных, кальцитовых и доломитовых пород, пересеченных скважинами разного диаметра [9]. В этом случае содержание кислорода и углерода в пласте и в скважине рассматриваются как константы, а вместо калибровочной функции одной переменной (выходного сигнала) необходимо строить ка-

либровочно-поправочную функцию двух переменных (выходного сигнала и коэффициента пористости пласта, измеренного скважинной аппаратурой нейтронного, акустического или плотностного гамма-гамма-каротажа).

Выводы

На основе выполненного анализа измерительного процесса с использованием ИНК можно сделать следующие выводы:

1. Из-за проникновения фильтрата промывочной жидкости показания скважинной аппаратуры малой глубинности не отражают состояние нефтенасыщенного пласта, которое было до вскрытия продуктивного пласта. Расформирование зоны проникновения может наблюдаться несколько лет.

2. Жидкость из скважины может проникать обратно в пласт, если существует перепад между гидростатическим и пластовым давлениями, что приводит к недостоверным измерениям коэффициента текущей нефтенасыщенности пласта.

3. Для достоверного мониторинга нефтенасыщенности пласта с использованием С/О-каротажа в обсаженных скважинах

необходимо хорошее качество цементирования колонны, требуются периодические измерения аппаратурой гамма-акустического контроля качества цементирования.

4. Качество мониторинга нефтенасыщенности пластов зависит от используемой скважинной аппаратуры, скважинных условий, а также от состояния пласта и флюида в его порах вблизи стенки скважины.

5. Проблема достоверности сигма-каротажа принципиально не может быть решена из-за того, что скважинная аппаратура построена на основе измерений нейтронных характеристик горных пород, воспроизвести которые технически затруднительно.

6. Проблема достоверности результатов С/О-каротажа может быть решена путем создания необходимого количества эталонов нефтенасыщенности песчаных, кальцитовых и доломитовых пород, пересеченных скважинами разного диаметра с колоннами, зацементированными разным типом цемента с типовыми дефектами «канал» с разными параметрами, при разных значениях коэффициента пористости на основе построения калибровочно-поправочных функций.

Список литературы

1. Mohammad S.C., Hossain A., Sigma A., Mohammad A., Simanto K.P. Production Logging and its Implementation: A Technical Review // *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*. 2019. Vol. 5. Issue 2. P. 42-51. DOI: 10.20431/2454-7980.0502004.

2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: Недра, 2006. 740 с.

3. Sigma Saturation Interpretation // Oilfield Knowledge Training Centre. URL: <http://www.oilfieldknowledge.com/sigma-saturation-interpretation> (дата обращения: 20.05.2019).

4. Машкин К.А., Рыскаль О.Е., Коротченко А.Г., Гайнетдинов Р.Г., Глухов В.Л., Огнев А.Н., Шабиев И.Х. Расширение области применения ядерно-геофизических методов в сложных геолого-технических условиях // *Каротажник*. 2012. № 4. С. 19-28.

5. Holstein E.D., Warner J.H.R. Overview of Water Saturation Determination for the Ivishak (Sadlerochit) Reservoir // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA. 1994. URL: <https://www.onepetro.org/confer->

References

1. Mohammad S.C., Hossain A., Sigma A., Mohammad A., Simanto K.P. Production Logging and Its Implementation: A Technical Review. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 2019, Vol. 5, Issue 2, pp. 42-51. DOI: 10.20431/2454-7980.0502004.

2. Ipatov A.I., Kremetskii M.I. *Geofizicheskii i gidrodinamicheskii kontrol' razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov* [Geophysical and Hydrodynamic Control of Hydrocarbon Field Development]. Moscow, Nedra Publ., 2006. 740 p. [in Russian].

3. Sigma Saturation Interpretation. *Oilfield Knowledge Training Centre*. Available at: <http://www.oilfieldknowledge.com/sigma-saturation-interpretation> (accessed 20.05.2019).

4. Mashkin K.A., Ryskal' O.E., Korotchenko A.G., Gainetdinov R.G., Glukhov V.L., Ogniev A.N., Shabiev I.Kh. Rasshirenije oblasti primeneniya yaderno-geofizicheskikh metodov v slozhnykh geologo-tekhnicheskikh usloviyakh [Expansion of the Application Scope of Nuclear Logs in Complex Geological and Technical Conditions]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2012, No. 4, pp. 19-28. [in Russian].

5. Holstein E.D., Warner J.H.R. Overview of Water Saturation Determination for the Ivishak

ence-paper/SPE-28573-MS (дата обращения: 20.01.2018). DOI: 10.2118/28573-MS.

6. Yahia A.E., Shouxiang M.M., Mamdouh N.A. Critical Factors Affecting Pulsed Neutron Saturation Monitoring in Carbonate Reservoirs // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia. 2018. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-192216-MS> (дата обращения: 20.01.2018). DOI: 10.2118/192216-MS.

7. Технология ABC для измерений через обсадную колонну // Schlumberger. URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/043/abc_br_rus.pdf (дата обращения: 20.01.2018).

8. Фурманов А.Н. К вопросу об аналитико-графической аппроксимации результатов гидродинамических исследований проницаемых пластов // Бурение. 1978. № 9. С. 13-17.

9. Лобанков В.М., Ахметова Л.Р., Гарейшин З.Г., Мамонтов Н.М. Метрологические требования к геофизическим данным при оценке запасов нефти // Горный журнал. 2019. № 5. С. 14-17. DOI: 10.17580/gzh.2019.05.02.

(Sadlerochit) Reservoir. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 1994. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-28573-MS> (accessed 20.01.2018). DOI: 10.2118/28573-MS.

6. Yahia A.E., Shouxiang M.M., Mamdouh N.A. Critical Factors Affecting Pulsed Neutron Saturation Monitoring in Carbonate Reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia, 2018. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-192216-MS> (accessed 20.01.2018). DOI: 10.2118/192216-MS.

7. Tekhnologiya ABC dlya izmerenii cherez obsadnyuyu kolonnu [ABC Technology for Casing Measurements]. *Schlumberger*. URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/043/abc_br_rus.pdf (accessed 20.01.2018). [in Russian].

8. Furmanov A.N. K voprosu ob analitiko-graficheskoi approksimatsii rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy pronitsaemykh plastov [On the Issue of Analytical and Graphical Approximation of the Results of Hydrodynamic Studies of Permeable Layers]. *Burenie - Drilling*, 1978, No. 9, pp. 13-17. [in Russian].

9. Lobankov V.M., Akhmetova L.R., Gareishin Z.G., Mamontov N.M. Metrologicheskie trebovaniya k geofizicheskim dannym pri otsenke zapasov nefti [Metrological Requirements to the Geophysical Data in the Evaluation of Oil Reserves]. *Gornyi zhurnal - Gornyi Zhurnal*, 2019, No. 5, pp. 14-17. DOI: 10.17580/gzh.2019.05.02 [in Russian].

Авторы

• Валид Халед Алхашман (Сирийская Арабская Республика)
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Геофизические методы исследований»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: weedow111@gmail.com

• Лобанков Валерий Михайлович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Геофизические методы исследований»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: lobankov-vm@mail.ru

The Authors

• Walid Khaled Alkhashman (Syrian Arab Republic)
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Geophysical Methods of Well Surveying Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: weedow111@gmail.com

• Lobankov Valeriy M., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Geophysical Methods of Well Surveying Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: lobankov-vm@mail.ru