РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ»)

DEVELOPMENT OF A METHOD FOR ON-LINE MONITORING OF THE PRODUCTION WELLS BOTTOMHOLE ZONE (ON THE EXAMPLE OF YAMASHNEFT OGPD DEPOSITS)

Е. А. Андаева
Ekaterina A. Andaeva

НГДУ «Ямашнефть»
«Татнефть»,
г. Альметьевск,
Российская Федерация

Yamashneft OGPD, Tatneft PJSC,
Almetyevsk, Russian Federation

А. В. Лысенков
Aleksey V. Lysenkov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время вопрос выбора правильного подхода к гидродинамическим исследованиям скважин с последующей обработкой полученных данных является весьма актуальным. На качество проведения исследований и, соответственно, обработку данных влияют различные факторы, такие как литологический состав пород, их плотность, механические напряжения в породе, гидродинамическое влияние трещин, фильтрационные особенности жидкостей, распределение давления и температуры в пласте. Месторождения НГДУ «Ямашнефть» находятся на поздней стадии разработки, большинство скважин являются малодебитными. Все вышеперечисленные факторы влияют на результаты обработки кривой восстановления давления (КВД), которые часто отличаются от фактических значений параметров состояния призабойной зоны пласта, что говорит о неправильном подходе к проведению исследований (время восстановления забойного давления) и выбору метода обработки.

Вопросы получения достоверной информации на поздней стадии разработки приобретают особую значимость, так как именно на их основе принимаются такие важные технологические и экономические решения, как отключение обводнившихся пластов и малодебитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения. При проведении гидродинамических исследований скважин и интерпретации полученных данных необходимо учитывать строение исследуемого пласта, особенности порового пространства, геолого-физическую характеристику, что позволит вести корректный расчет фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. С этой целью проведено обобщение геолого-физических данных эксплуатационных объектов, проведен анализ и выявлены зависимости влияния свойств разрабатываемого пласта и физико-химических параметров добываемой продукции на форму КВД, предложено применение адаптированных методик интерпретации кривых в зависимости от заданных условий разработки, представлен пример применения экспресс-метода исследования скважин, позволяющий совмещать процесс свабирования с исследованием.

Ключевые слова

гидродинамические
исследования скважин,
интерпретация ГДИС,
группировка месторождений,
коэффициент продуктивности,
проницаемость,
геолого-физическая
характеристика

At present, the question of choosing the right approach to hydrodynamic studies and the subsequent processing of the data obtained is highly relevant. The quality of the research and, accordingly, data processing is influenced by various factors, such as the lithological composition of the rocks, their density, mechanical stresses in the rock, the hydrodynamic effect of cracks, the filtration motion of liquids, the distribution of pressure and temperature in the formation. Deposits of Yamashneft OGPD are at a late stage of development, most wells are stripped. All of the above mentioned factors can affect the results of the treatment of the pressure buildup curve (PBC), which often differ from the actual values of the bottomhole zone parameters of the formation, which indicates an incorrect approach to research (recovery time) and selection of the treatment method.

The issues of obtaining reliable information at a late stage of development are of particular importance, since it is on their basis such important technological and economic decisions are taken as the disconnection of the waterlogged reservoirs and stripped wells, and technological measures for increasing the oil recovery factor are planned and implemented. When carrying out hydrodynamic studies of wells and interpreting the obtained data, it is necessary to take into account the structure of the investigated formation, the features of the pore space, the geological and physical characteristics, which will allow a correct calculation of the porosity and permeability properties. So, the geological and physical data of operational objects were generalized, the dependence of the influence of the properties of the developed formation and the physico-chemical parameters of the extracted products on the shape of the PBC was made, the application of the adapted methods of interpreting the curves depending on the given development conditions was proposed, a method of studying wells allowing to combine the process of swabbing with the study was presented.

В настоящее время в НГДУ «Ямашнефть» гидродинамические исследования скважин (ГДИС) и их интерпретация [1, 2] осуществляются единым подходом для всех объектов разработки согласно утвержденному в ПАО «Татнефть» РД 153-390-536-07 [3]. Однако из-за индивидуальных особенностей геолого-физических свойств и состояния разработки анализ результатов проведенных исследований показал, что это приводит к некорректной оценке эксплуатационных характеристик скважин и месторождений в целом, что затрудняет мониторинг состояния разработки и планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) с целью соблюдения проектных показателей разработки месторождений.

Как известно, большинство параметров, характеризующих состояние дренируемой части пласта, определяют ГДИС на неустановившемся режиме фильтрации при обработке кривых восстановления давления/уровня (КВД/КВУ). Традиционные применяемые методы исследования являются весьма затратными для месторождений НГДУ «Ямашнефть» по причине длительного восстановления давления и уровней в скважинах из-за их малодебитности и низких фильтрационно-емкостных характеристик пород призабойной зоны скважин (ПЗС).

Key words

hydrodynamic studies of wells, interpretation of well testing, grouping of deposits, productivity factor, permeability, geological and physical characteristics

На практике возможность качественной интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена недостатком информации и точностью определения критериев отбора для ее систематизации, применимостью методик интерпретации, отсутствием адаптированных методик исследования для залежей с низкопроницаемыми коллекторами и т. д.

При исследованиях низкопроницаемых коллекторов происходит увеличение их продолжительности из-за низкого притока жидкости, что приводит к длительным простоям скважин и потерям в текущей добыче нефти.

Таким образом, совершенствование известных и создание новых методов контроля состояния ПЗС, позволяющих определять в короткие сроки фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта с учетом геологических особенностей разрабатываемых коллекторов, является актуальной задачей.

Опыт разработки месторождений НГДУ «Ямашнефть» указывает на существенное изменение продуктивности скважин в процессе их эксплуатации. На рисунке 1 представлена динамика изменения коэффициента продуктивности добывающих скважин вследствие изменения проницаемостей по 20 скважинам турнейского яруса Шегурчинского нефтяного месторождения. В нефтепромысловой

практике понятие продуктивности скважин включает в себя характеристику добывных возможностей скважин, связанных как с коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, вскрытых скважиной, так и ее техническим состоянием.

Как видно из графика (рисунок 1), коэффициент продуктивности скважин по турнейскому ярусу Шегурчинского месторождения снизился в два раза за 10 лет. За данный период времени было проведено всего шесть

обработок ПЗС с целью восстановления коэффициента продуктивности.

В целом по месторождениям НГДУ «Ямашнефть» ежегодно проводится около 50–60 таких ГТМ.

В качестве примера на рисунке 2 представлена динамика накопленной добычи нефти по Шегурчинскому месторождению при 2-х условиях:

1. С применением ГТМ;
2. Без учета применения ГТМ.

Рисунок 1. Динамика изменения фильтрационных свойств турнейского яруса Шегурчинского нефтяного месторождения

Рисунок 2. Динамика накопленной добычи нефти по Шегурчинскому нефтяному месторождению

За 5 лет разница между накопленной добычей достигает 50 тыс. т. Это говорит о том, что проведение на скважинах мероприятий по увеличению продуктивности скважин повышает добычу нефти.

Эта закономерность наблюдается и на рисунке 3, где приведена динамика накопленной добычи нефти в целом по месторождениям НГДУ «Ямашнефть». В данном случае разница между накопленной добычей за 5 лет составляет 340 тыс. т, что подтверждает необходимость исследования продуктивности скважин и применения методов, направленных на ее повышение.

При анализе графиков, представленных на рисунках 2 и 3, прослеживается закономерность расхождения накопленной добычи нефти с учетом и без проведения мероприятий по воздействию на ПЗС. Ежегодно разница этих показателей составляет в среднем 3,6 %.

С целью анализа и выявления зависимости качества интерпретации данных ГДИС от геолого-физических характеристик разрабатываемых объектов и физико-химических свойств пластовых флюидов были обобщены результаты исследований скважин месторождений НГДУ «Ямашнефть».

Исследования скважин сводились к замерам статистических и динамических уровней с помощью эхолота, замерам дебита и снятию КВУ. Пересчет уровней в забойные давления проводился по РД 153-39.0-536-07.

В качестве примера на рисунке 4 представлена динамика коэффициентов продуктивности скважин Шегурчинского и Сиреневского месторождений.

Анализируя полученные динамики коэффициентов продуктивности, наблюдается разброс по представленным данным. Это может быть следствием неточности проведенных ГДИС и влияния качества интерпретации полученных данных.

Учитывая существующую проблематику проведения ГДИС, авторами были сгруппированы эксплуатационные объекты месторождений НГДУ «Ямашнефть» по геолого-физической характеристике, после чего выявлена зависимость характера проведения ГДИС от свойств эксплуатируемого объекта и предложены методика проведения ГДИС и его интерпретация при различных условиях с учетом выявленных особенностей. Группировка выполнена отдельно по каждому объекту с учетом таких параметров, как вид пористости, свойства и состав цемента и геолого-физическая характеристика пласта.

Составлена блок-схема осуществления группировки месторождений (рисунок 5).

В результате проведенной работы полученная (обработанная) информация сведена в таблицу, а месторождения выделены в отдельные группы по каждому эксплуатационному объекту. В таблице 1 приведен пример по тульскому горизонту группировки месторождений НГДУ «Ямашнефть».

Рисунок 3. Динамика накопленной добычи нефти по месторождениям НГДУ «Ямашнефть»

Рисунок 4. Динамика коэффициентов продуктивности фонда добывающих скважин турнейского яруса Шегурчинского нефтяного месторождения (а); турнейских отложений Сиреневского нефтяного месторождения (б); тульского горизонта Сиреневского нефтяного месторождения (в)

Рисунок 5. Блок-схема выполнения группировки месторождений по геолого-физическим характеристикам разрабатываемых объектов НГДУ «Ямашнефть»

Таблица 1. Группировка месторождений по тульскому горизонту НГДУ «Ямашнефть» по геолого-физической характеристике рассматриваемого объекта и его основным характеристикам

Литологическая характеристика коллектора	Свойства и состав цемента	Вид пористости*	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, д. ед.	Нефтяное месторождение
Слагается аргиллитами темно-серыми, слоистыми, с прослоями песчаника и алевролитов. В средней части горизонта залегает прослой известняка темно-серого, тонкокристаллического, глинистого. Песчаники серые, темно-коричневые, разнотонные, кварцевые, прослоями нефтенасыщенные.	Тип цемента (5–8%) контактовый, цементирующим веществом является вторичный кварц и карбонатно-глинистое вещество	П	421–1272	0,187–0,25	Тюгеевское Сиреневское Березовское Шегурчинское Екатериновское
Представлен слабощемянированными алевролитопесчанистыми породами.	Цемент контактового вида, участками поровый	П	457–853	0,21–0,23	Ерсубайкинское Архангельское
Представлен песчаниками мелкозернистыми, алевроитскими, участками глинистых пород. Песчаники на 75–80% состоят из зерен кварца, поровое пространство межзерновое.	Контактный	П	532,5	0,208	Красногорское
Терригенные породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Аргиллиты темно-серые до черных, неравномерно алевроитистые; алевролиты темно-серые, глинистые, углистые и известковистые. Песчаники серые, буровато-серые до коричневых, известковистые. Прослой карбонатных пород представлены темно-серыми глинистыми известняками.	Цемент кальцитовый, преимущественно неполнопоровый, реже крустификационного и базального типов заполнения	П-К	473	0,197	Ямашинское

Примечание. *П — поровый, П-К — порово-кавернозный

Таким образом, выполненная группировка объектов по представленным в таблице 1 параметрам (геолого-физическая характеристика коллектора, свойства и состав цемента, вид пористости, диапазон проницаемости, диапазон пористости) позволит выполнить качественный анализ интерпретации данных, полученных при ГДИС на скважинах месторождений НГДУ «Ямашнефть» [1, 3].

Далее было проведено ранжирование скважин по месторождению по степени обводненности, дебиту добывающих скважин и вязкости добываемой продукции. По каждому объекту были выявлены высоко- и малообводненные скважины.

После этого с целью определения зависимости формы КВД от обводненности продукции, дебита жидкости и вязкости скважины месторождений НГДУ «Ямашнефть» рассматривались в зависимости от 2-х условий:

1. Плановое проведение на скважине ГДИС;
2. Проведение ГДИС после проведения ГТМ (ОПЗ).

При этом внутри этих групп скважины делились на подгруппы по степени обводненности, дебиту и вязкости продукции.

Рассматривались скважины, эксплуатирующие только один объект. Скважины, оборудованные установкой ОРД, в анализе участия не принимали с целью исключения некорректных данных.

На рисунке 6 представлены примеры двух групп скважин, разрабатывающих тульско-бобриковские отложения.

Такие зависимости были построены для каждого эксплуатируемого объекта (тульско-бобриковские отложения, турнейский ярус, верейский горизонт и башкирский ярус) [4].

В ходе анализа КВД по скважинам на каждом объекте отмечено наличие скважин, для

Рисунок 6. Зависимости, отражающие характерный вид КВД, получаемых при проведении ГДИС на скважинах 1 группы тульско-бобриковских отложений (а), 2 группы тульско-бобриковских отложений (б)

которых характерны кривые, не поддающиеся выполненной группировке. Это может быть обусловлено многочисленными факторами: краевое расположение скважины, аномальные физико-химические свойства пластовых флюидов, не характерных для разрабатываемого объекта и т. д. В данных случаях необходимо

рассматривать каждую скважину отдельно в порядке исключения.

С целью наглядного представления проведенного анализа КВД полученные результаты сведены в таблицу, на примере тульско-бобриковских отложений сведения представлены в таблице 2.

Таблица 2. Выделенные группы скважин НГДУ «Ямашнефть» по геолого-физической принадлежности, физико-химическим свойствам добываемой продукции, параметрам работы скважин и форме КВД.

Терригенные коллекторы (тульско-бобриковские отложения)	
1 группа	
Дебит жидкости, м³/сут	до 2,5
Обводненность, %	ниже 40
Вязкость продукции, мПа·с	25–28
Длительность восстановления КВД, сут	20–30
Уравнение полученной кривой	$y=0,32331\ln(x)+4,8728$; $R_2=0,84$
2 группа	
Дебит жидкости, м³/сут	до 2,5
Обводненность, %	выше 40
Вязкость продукции, мПа·с	19–23
Длительность восстановления КВД, сут	до 30
Уравнение полученной кривой	$y=12,87\ln(x)+39,057$; $R_2=0,7361$
Верейские отложения	
Дебит жидкости, м³/сут	до 1,5
Обводненность, %	ниже 35
Вязкость продукции, мПа·с	50–70
Длительность восстановления КВД, сут	30–40
Уравнение полученной кривой	$y=0,47291\ln(x)+2,7135$; $R_2=0,8931$

Подводя итоги по проведенному анализу, следует отметить, что на форму получаемой КВД, длительность ее восстановления и на корректность получаемых по результатам интерпретации фильтрационно-емкостных свойств влияет множество факторов, а именно зависимость от:

- 1) эксплуатационного объекта;
- 2) геолого-физической характеристики коллектора;
- 3) физико-химических свойств пластовых флюидов;

4) степени вовлеченности рассматриваемого объекта в разработку;

5) среднесуточного дебита добываемой продукции;

6) обводненности скважины и т. д. [2, 5–10].

В настоящий момент при проведении на скважинах ГТМ существует определенная последовательность выполняемых работ (рисунок 7, а).

Схема проведения исследования до и после ГТМ скважины на данный момент выглядит

а) существующая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения
б) предлагаемая схема проведения ГТМ на скважине и ее освоения

Рисунок 7. Схемы проведения ГТМ

следующим образом: перед проведением мероприятия скважину исследуют на определение параметров пласта, после чего осуществляют ГТМ, далее скважину осваивают и снова проводят исследование КВУ/КВД.

С целью сокращения длительных остановок на проведение ГДИС после ГТМ на скважинах месторождений НГДУ «Ямашнефть» предлагается применять разработанный авторами экспресс-метод исследования скважин, основанный на прослеживании уровня столба жидкости в скважине во время освоения скважины после ГТМ [11, 12].

С этой целью разработан и апробирован экспресс-метод, который предоставляет возможность оперативно рассчитать все необходимые характеристики пласта, преимущественно данные по призабойной зоне, совместив процесс свабирования и второй этап исследования (рисунок 7, б).

В качестве измерения давления в режиме онлайн предложено спускать в скважину глубинно-измерительные комплексы (ГИК), которые во время свабирования скважины после ГТМ будут передавать замеры давления [13].

На рисунке 8 представлен график КВД, получаемый при свабировании скважины после проведения ГТМ. Изначально мы знаем значения забойного и пластового давлений в данной скважине. Данные по пластовому давлению известны по предыдущим ГДИС. Начинается процесс свабирования. При каждом последующем цикле происходит неполное снижение уровня жидкости, в результате чего давление постепенно восстанавливается до известного пластового, а на графике отображается типичная кривая КВД.

Для подтверждения корректности предлагаемого метода выбрана скважина № 15 Екатерининского месторождения, на которой провели плановый ГТМ, после чего начали процесс свабирования. Во время свабирования ГИК фиксировал давление, значения которого преобразовались в график КВД, представленный на рисунке 9. Наложив на полученный график кривые сформированные по геолого-физической характеристике групп объектов, выявлено, что данная КВД соответствует кривой 2 вида терригенных отложений, а интерпретацию следует проводить по методу Минеева.

Для контроля полученных данных было проведено ГДИС согласно стандартам, принятым на сегодняшний день в ПАО «Татнефть». Полученные данные представлены в таблице 3.

Как видно из таблицы, отличие полученных данных незначительно, а значит, предложенный экспресс-метод можно считать применимым для проведения ГДИС после ГТМ.

Рисунок 8. Схема фиксации давления при цикле свабирования с помощью ГИК

Рисунок 9. КВД по скважине № 15 Екатериновского нефтяного месторождения после проведения ГТМ

Таблица 3. Сравнительные результаты гидродинамических параметров по скважине № 15 Екатериновского месторождения

№ скважины	Эксплуатируемый горизонт	По разработанному экспресс-методу			Контрольное ГДИС стандартным способом по РД № 153-39.0-536-07		
		Проницаемость k , 10^{-3} мкм ²	Продуктивность K , м ³ /сут/атм	Скин-фактор, S	Проницаемость k , 10^{-3} мкм ²	Продуктивность K , м ³ /сут/атм	Скин-фактор, S
№ 15	Тульский	0,15	0,1	-0,43	0,12	0,13	-0,18

Выводы

Таким образом, применение экспресс-метода ГДИС позволяет сократить простой скважин за счет исключения необходимости проведения контрольного ГДИС после ГТМ согласно существующему РД. При этом интерпретация полученных КВД по методикам, со-

ответствующим геологическим особенностям разрабатываемых залежей и параметрам разработки скважин НГДУ «Ямашнефть», позволит получать корректную информацию о ФЕС ПЗП, анализировать успешность проведенного ГТМ, строить достоверную геологическую модель разработки пласта.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин. М.: Инфра-Инженерия, 2010. 432 с.
- Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазовоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
- РД 153-39.0-536-07. Руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий / ТатНИПИнефть. Бугульма, 2007.
- Андаева Е.А. Метод оперативного контроля состояния призабойной зоны низкодебитных скважин // Территория Нефтегаз. 2016. № 3. С.74–77.
- Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. Усовершенствование экспресс-метода гидродинамических исследований скважин в условиях месторождений

НГДУ «Ямашнефть» // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 3. С. 41–47.

6. Куренков О.В. Гидродинамические методы исследования пластов, содержащих не-newтоновские жидкости // Обз. инф. «Нефтепромысловое дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1982. Вып. 17 (41). 35 с.

7. Miller C.C., Dyes A.B., Hutchinson C.A. The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics // Trans. AIME. 1950. Vol. 189. P. 91–104.

8. Economides Michael J., Hill Daniel A., Ehlig-Economides Christine. Petroleum Production Systems. Prentice Hall: PTR, 1994. 611 p.

9. Van-Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells // Trans., AIME. 1953. Vol. 198. P. 171–176.

10. Van-Everdingen A.F., Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs // Trans., AIME. 1949, Vol. 186. P. 305–324.

11. Пат. 2605972 РФ. Система определения характеристик призабойной зоны малодебитных скважин / Р.Х. Саегараев, И.Х. Кашапов, Е.Ю. Звездин, Е.А. Андаева. 2017.

12. Пат. 2559247 РФ. Способ экспресс-определения характеристик призабойной зоны малодебитных скважин, применяемый при освоении скважин, и система его реализующая / Р.Х. Саегараев, И.Х. Кашапов, Е.Ю. Звездин, Е.А. Андаева. 2015.

13. Иктисанов В.А., Мусабинова Н.Х., Байгушев А.В., Шипилова К.Ф. Направления совершенствования гидродинамических методов контроля в ПАО «Татнефть» — Бугульма // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: матер. Междунар. науч.-практич. конф., посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. Т. 2. 268 с.

REFERENCES

1. Karnaukhov M.L., P'yankova E.M. *Sovremennyye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin: Spravochnik inzhenera po issledovaniyu skvazhin* [Modern Methods of Well Testing. The Engineer's Handbook for the Study Wells]. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2010. 432 p. [in Russian].

2. Kul'pin L.G., Myasnikov Yu.A. *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya neftegazovodonosnykh plastov* [Hydrodynamic Methods of Investigation of Oil And Gas-Bearing Layers]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 200 p. [in Russian].

3. RD 153-39.0-536-07. *Rukovodstvo po interpretatsii KVD dlya razlichnykh tipov skvazhin i geologopromyslovyykh uslovii* [RD 153-39.0-536-07. Guidelines for the Interpretation of HPC for Different Types of Wells and Geological Conditions]. TatNIPIneft. Bugulma, 2007. [in Russian].

4. Andaeva E.A. Metod operativnogo kontrolya sostoyaniya prizaboinoi zony nizkodebitnykh skvazhin [Method of On-line Monitoring of Bottom Hole Area Condition for Low-Rate Wells]. *Territoriya Neftegaz — Oil and Gas Territory*, 2016, No. 3, pp.74–77. [in Russian].

5. Andaeva E.A., Lysenkov A.V., Khannanov M.T. Usovershenstvovanie ekspress-metoda gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin v usloviyakh mestorozhdenii NGDU «Yamashneft» [Improvement of Express Method of Hydrodynamic Well Testing in the Conditions of Oil and Gas Fields of Oil and Gas Production Department «Yamashneft»]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i*

gaz — Proceedings of Higher Educational Institutions. Oil and Gas, 2017, No. 3, pp. 41–47. [in Russian].

6. Kurenkov O.V. *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya plastov, soderzhashchikh nen'yutonovskie zhidkosti* [Hydrodynamic Methods of Investigation of Layers Containing non-Newtonian Fluids.]. *Obzornaya informatsiya «Neftepromyslovoe delo» — Overview «Oil-field Engineering»*, Moscow, VNIIOENG Publ., 1982, Issue 17 (41). 35 p. [in Russian].

7. Miller C.C., Dyes A.B., Hutchinson C.A. The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics. *Trans. AIME*, 1950, Vol. 189, pp. 91–104.

8. Economides Michael J., Hill Daniel A., Ehlig-Economides Christine. *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall, PTR, 1994. 611 p.

9. Van-Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells. *Trans., AIME*, 1953, Vol. 198, pp.171–176.

10. Van-Everdingen A.F., Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *Trans., AIME*, 1949, Vol. 186, pp. 305–324.

11. Saetgaraev R.Kh., Kashapov I.Kh., Zvezdin E.Yu., Andaeva E.A. *Sistema opredeleniya kharakteristik prizaboinoi zony malodebitnykh skvazhin* [System for Determining the Characteristics of the Bottom-Hole Zone of Marginal Wells]. Patent RF, No. 2605972, 2017. [in Russian].

12. Saetgaraev R.Kh., Kashapov I.Kh., Zvezdin E.Yu., Andaeva E.A. *Sposob ekspress-opredeleniya kharakteristik prizaboinoi zony malodebitnykh skvazhin, primenyaemyi pri osvoenii skvazhin, i sistema ego realizuyushchaya* [Express-Determination of the Characteristics of the Bottom-Hole Zone of Low-Rate Wells, Used in the Development of Wells, and Its Implementing System]. Patent RF, No. 2559247, 2015. [in Russian].

13. Iktisanov V.A., Musabirova N.Kh., Baigushev A.V., Shipilova K.F. *Napravleniya sovershenstvovaniya gidrodinamicheskikh metodov kontrolya v PAO «Tatneft'» — Bugul'ma* [Directions of Improvement of Hydrodynamic Control Methods in Tatneft PJSC — Bugulma]. *Materialy Mezhdunar. nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 100-letiyu so dnya rozhdeniya V.D. Shashina «Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii»* [Proceedings of the International Scientific and Practical Conference Dedicated to the 100th Anniversary of the Birth of V. D. Shashin «Innovations in Oil and Gas Exploration and Development»]. Kazan, Ikhlal Publ., 2016, Vol. 2. 268 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Андаева Екатерина Алексеевна, ведущий инженер-технолог технологического отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Российская Федерация

Ekaterina A. Andaeva, Leading Engineer-Technologist, Technological Department of Oil and Gas Fields Development, NGDU Yamashneft Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

Лысенков Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Aleksey V. Lysenkov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Assistant Professor of Exploration and Exploitation of Oil and Gas-Oil Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: kafedra-rngm@mail.ru