

ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ» С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Е.А. Андаева¹, А.В. Лысенков², М.Т. Ханнанов¹

¹Нефтегазодобывающее управление «Ямашнефть» ПАО Татнефть, Альметьевск, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящее время вопрос о выборе правильного подхода гидродинамических исследований и последующей обработки полученных данных является весьма актуальным. На качество проведения исследования и, соответственно, обработку данных влияют различные факторы, такие как литологический состав пород, их плотность, механические напряжения в породе, гидродинамическое влияние трещин, фильтрационное движение жидкостей, распределение давления и температуры в пласте. Месторождения НГДУ «Ямашнефть» находятся на поздней стадии разработки, а большинство скважин являются малодебитными. Все вышеперечисленные факторы могут повлиять на результаты обработки кривой восстановления давления, которые часто отличаются от фактических значений параметров состояния призабойной зоны пласта, что говорит о неправильном подходе к проведению исследований (время восстановления Рзаб) и выборе 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 и малодебитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия повышения коэффициента нефтеизвлечения. При проведении ГДИ и интерпретации полученных данных необходимо учитывать строение исследуемого пласта, особенности порового пространства, геолого-физическую характеристику, что позволит вести корректный расчет фильтрационно-емкостных свойств. С этой целью проведено обобщение геолого-физических данных, позволяющее объединить месторождения в отдельные группы для последующей разработки методики проведения исследований для каждой группы и подбора оптимального метода обработки результатов. Таким образом, группирование объектов (литологическая характеристика коллектора, свойства и состав цемента, вид пористости, диапазон проницаемости, диапазон пористости) обуславливает единый, но качественный подход к методике проведения ГДИС и методу интерпретации результатов.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, призабойная зона пласта, интерпретация ГДИ, геолого-физическая характеристика, пористость, проницаемость, изменение фильтрационных параметров, разрабатываемые горизонты.

DOI: 10.18599/grs.18.3.8

Для цитирования: Андаева Е.А., Лысенков А.В., Ханнанов М.Т. Обобщение геолого-физической характеристики месторождений НГДУ «Ямашнефть» с целью повышения эффективности гидродинамических исследований скважин. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 191-196. DOI: 10.18599/grs.18.3.8

В результате комплекса физико-химических процессов, протекающих в длительный геологический период, продуктивный пласт приобретает определенное строение. После вскрытия его скважиной в призабойной зоне происходят и будут происходить различные процессы, нарушившие или нарушающие первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние породы. Данные процессы возникают с момента вскрытия кровли пласта, а по мере разбуривания породы распространяются вглубь призабойной зоны пласта (ПЗП).

В результате вокруг скважины образуются две зоны: «скиновая» зона, которая характеризуется радиусом r_s и проницаемостью k_s , и удаленная часть пласта с естественной проницаемостью k (Рис. 1).

Через призабойную зону пласта в скважину происходит фильтрация пластового флюида. Если же фильтрационно-емкостные свойства пород ПЗП по сравнению с первоначальным состоянием пласта по ка-

ким-либо причинам изменились (ухудшение или улучшение), то и продуктивность скважины будет иной по сравнению с природным ее значением.

Состояние призабойной зоны пласта определяется литологическим составом пород, их плотностью; механичес-

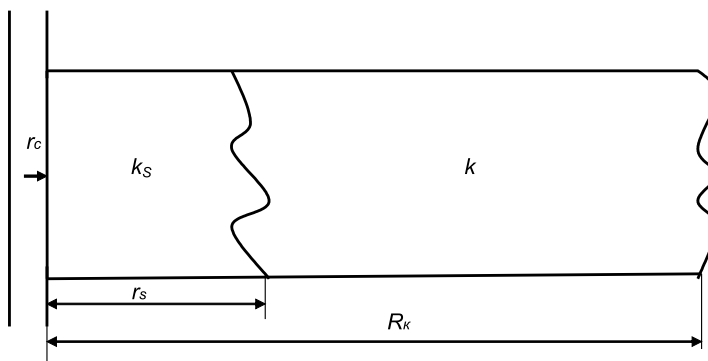


Рис. 1. Схема распространения двух зон вокруг скважины.

кими напряжениями в породе; гидродинамическим влиянием трещин; загрязнением пород и физико-химическими процессами, протекающими в коллекторе; фильтрационным движением жидкостей, распределением давления и температуры в пласте.

Состояние призабойной зоны пласта может быть ухудшено при первичном и вторичном вскрытиях пласта, креплении скважины, глушении ее перед многочисленными ремонтами, а также в процессе эксплуатации из-за выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и неорганических солей в порах породы, загрязнение механическими примесями и др.

Изменение проницаемости околоскважинного пространства может привести к снижению продуктивности скважин. Это оказывает существенное влияние на величину гидродинамического сопротивления потоку нефти при движении из пласта в скважину.

Как известно, изменение проницаемости призабойной зоны обычно оценивают «скин-фактором». Его происхождение объясняется наличием зоны измененной проницаемости вокруг ствола скважины. При этом для преодоления возникающего сопротивления, называемого «скиновым», необходимо создание повышенных давлений, что приводит к ограничению энергетических возможностей пласта. В результате продуктивность скважины будет снижаться (Андаева, Сидоров, 2012).

Опыт разработки месторождений НГДУ «Ямашнефть» указывает на существенное изменение продуктивности и проницаемости скважин в процессе их эксплуатации (Рис. 2). В практике нефтегазодобычи понятие продуктивности скважин в общем случае 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, продуктивность в скважине №1276 Шегурчинского месторождения снизилась в 2 раза за 10 лет. За этот период времени не было проведено ни одного мероприятия по воздействию на ПЗП.

Таким образом, прослеживается зависимость изменения продуктивности скважины и динамики добычи нефти во времени (Рис. 3).

Специалист должен располагать достаточной и достоверной информацией о пласте, его энергетических способностях, добывных возможностях скважин для адекватного анализа показателей разработки и прогнозирования добычи при выполнении проектов разработки. Большую часть такой информации можно получить по результатам исследований скважин на нестационарных режимах.

Проведение исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации

(исследование методом восстановления давления/уровня, методом падения давления, исследования при закачке методом падения уровня в нагнетательной скважине и гидропрослушивание скважин) является неотъемлемой частью нефтяного инжиниринга.

На практике возможность качественной интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена:

- 1) недостатком информации;
- 2) отсутствием адаптированных методик исследования для залежей с низкопроницаемыми коллекторами;
- 3) неверным выбором и применением методик интерпретации;
- 4) невозможностью правильно систематизировать полученную информацию и т.д.

Большинство промысловых инженеров сталкиваются со случаями, когда для достоверной интерпретации не хватает точной информации по давлению и отбору нефти за более ранний период или результатов предыдущих исследований для сопоставления.

В общем случае хорошим правилом является проведение базисного исследования на нестационарных режимах в добывающей скважине вскоре после ее завершения и ввода в эксплуатацию после бурения. Это способствует раннему распознаванию и предупреждению многих осложнений, из которых только недостаточная об-

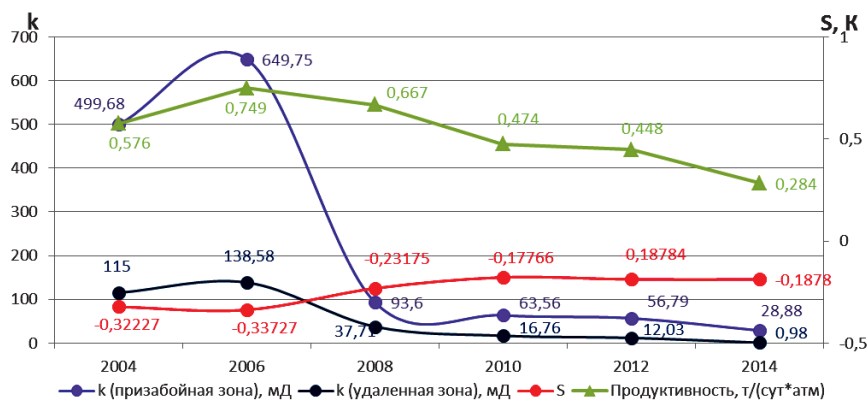


Рис. 2. Динамика изменения фильтрационных параметров, характеризующих состояние призабойной зоны скважины №1276 Шегурчинского месторождения.

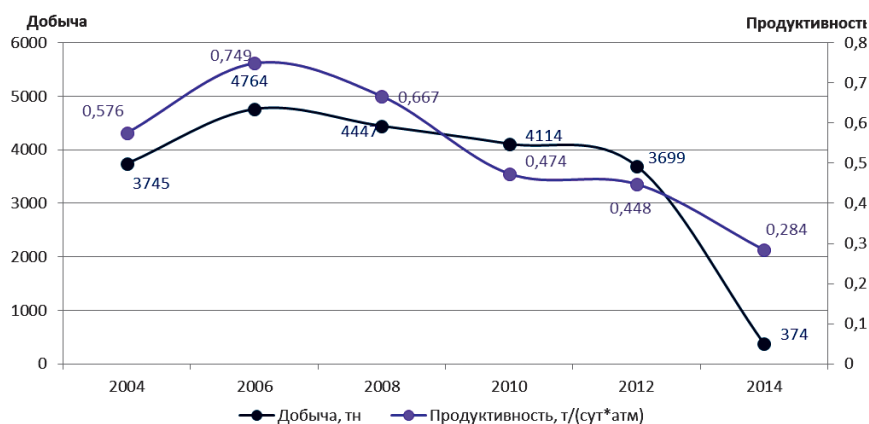


Рис. 3. Динамика зависимости добычи нефти от продуктивности скважины №1276 Шегурчинского месторождения.

работка пласта является самой очевидной. Подобные исследования также дают сведения о параметрах пласта для математического моделирования и базисные данные для сопоставления при возникновении осложнений в пласте и скважине.

Наличие значительного фонда мало- и среднедебитных скважин, что обусловлено низкой гидропроводностью пласта, приводит к тому, что большинство кривых восстановления уровня (КВУ) являются недовосстановленными. Помимо малой продолжительности снятия КВУ существенным недостатком обычно является малое число точек на кривых восстановления уровня. Недовосстановленность кривых сказывается на точности определения фильтрационных параметров пласта и пластового давления. В результате этого недостоверность полученных данных осложняет возможность правильного принятия решения о проведении геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление, повышение или сохранение на существующем уровне фильтрационной составляющей ПЗП.

Для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации кривой восстановления давления (КВД) должна быть достаточной для исключения влияния «послепритока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удаленной в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки кривой восстановления давления могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удаленной зоне пласта.

Метод кривых восстановления уровня применяется, в том числе, и для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих.

Длительность регистрации кривых восстановления уровня или кривой восстановления давления зависит от продуктивности скважины в целом, плотности флюида и гидродинамической связи ПЗП и удаленной зоны пласта.

Результаты обработки КВД часто отличаются от фактических значений параметров состояния ПЗП, что говорит о неправильном подходе к проведению исследований (время восстановления $R_{заб}$) и выборе метода обработки. Значительная часть кривых восстановления давления, получаемых при исследовании скважин месторождений НГДУ «Ямашнефть», не соответствует требованиям, при которых может быть проведена их однозначная обработка. 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 и малодебитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия повышения коэффициента нефтеиз-

влечения (Руководящий документ ..., 2015; Карнаухов, Пьянкова, 2010; Чодри, 2011).

Таким образом, определение условий достоверного применения методов обработки кривой восстановления давления является актуальной задачей.

С этой целью проведено обобщение геолого-физических данных, позволяющее объединить месторождения в отдельные группы для последующей разработки рекомендаций по выбору типа обработки полученных данных при гидродинамических исследованиях скважин (Табл. 1).

Рассмотрены основные горизонты, разрабатываемые на месторождениях НГДУ «Ямашнефть». Группировка выполнена отдельно по каждому коллектору относительно вида пористости, свойств и состава цемента и литологической характеристики коллектора. Также указаны диапазоны значений пористости и проницаемости, влияющих на качество интерпретации кривых восстановления уровня.

Терригенные коллекторы отложений бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона относятся к высокоемким, высокопроницаемым. Тип коллекторов по всему продуктивному разрезу поровый. Средний диапазон проницаемости – $220 \dots 850 \times 10^{-3}$ мкм². Тип цемента, в основном, контактовый, реже поровый. Цемент развит незначительно, кварцевого состава, распространен в виде регенерационных каемок на обломочных зернах.

Группы месторождений тульско-бобриковского горизонта представлены тремя видами пород: песчаники, аргиллиты, алевролиты.

Продуктивные пласты, в основном, характеризуются невыдержанностью по разрезу и неоднородностью.

Карбонатные породы башкирского возраста представлены в основном органогенными известняками с прослоями известковых доломитов, реже хемогенных (тонко-среднезернистых) известняков. Помимо известняков в разрезе башкирского яруса отмечаются доломиты разнотернистые, часто трещиноватые. Раскрытость трещин до 20 микрон.

Пласты-коллекторы верейского горизонта представлены в основном известняками органогенно-обломочными с прослоями аргиллитов алевролитистых, слюдяных, с тонкими прослоями песчаников мелкозернистых, известковистых. Средняя часть горизонта складывается карбонатно-терригенными разностями пород. Наибольшим развитием в разрезе верейских пластов пользуются органогенные известняки.

Из таблицы 1 видно, что общими геолого-физическими свойствами в терригенных коллекторах обладают Тюгеевское, Сиреневское, Березовское, Шегурчинское, Екатерининское месторождения, в то время как в карбонатном разрезе их схожесть гораздо меньше.

При проведении ГДИ и интерпретации полученных данных необходимо учитывать строение исследуемого пласта, особенности порового пространства, геолого-физическую характеристику, что позволит вести корректный расчет фильтрационно-емкостных свойств.

Представленное обобщение месторождений проведено с целью разработки методики проведения исследований для каждой группы и подбора оптимального метода обработки результатов.

Литологическая характеристика коллектора	Свойства и состав цемента	Вид пористости	Диапазон k, 10 ⁻³ мкм ²	Диапазон m, доли ед.	Месторождение
1	2	3			4
Тульский горизонт					
Слагается аргиллитами темно-серыми, слоистыми, с прослоями песчаников и алевро литов. В средней части горизонта залегают прослой известняка темно-серого, тонкокристаллического, глинистого. Песчаники серые, темно-коричневые, разнозернистые, кварц евые, 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, Екатеринбургское
Представлен слабосцементированными ал евролитопесчанистыми породами	Цемент контактового типа, участками поровый	П	457...853	0,21...0,23	Ерсубайкинское, Архангельское
Представлен он песчаниками мелкозернистыми, алевролитистыми, участками глинистыми. Песчаники на 75-80 % состоят из зерен кварца. порового пространства межзерновая	Контактный, соприкосновения	П	532,5	0,208	Красногорское
Терригенные породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Аргиллиты темно-серые до черных, неравномерно алевролитистые; 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 неполнопорового, реже крустификационного и базального типов заполнения	П-К	473	0,197	Ямашинское
Бобриковский горизонт					
Представлен песчаниками кварцевыми, тонкозернистыми, алевролитами, с прослоями аргиллитов, углей и углистых сланцев, встречающихся, в основном, во «врезовых» скважинах. Песчаники, темно-коричневые, средне-сцементированные, пористые, интенсивно пропитанные нефтью. Аргиллиты коричневые до черных, плотные, с остатками обуглившихся растений. Сланцы черные, углистые е, с редкими включениями пирита	Цемент развит незначительно, кварцевого состава, распространен в виде регенерационных каемок на обломочных зернах. Кальцит и пирит в роли локального цемента распространен довольно широко, особенно в пластах тульского возраста, но благодаря локальному характеру заметного влияния на коллекторские свойства не оказывает	П	81...938	0,2...0,32	Шегурчинское, Ямашинское, Тюгеевское, Сиреневское, Березовское
Пласты-коллекторы бобриковского горизонта представлены песчаниками кварцевыми тонкозернистыми, прослоями алевролитистыми. Коллекторы переслаиваются слабопроницаемыми, глинистыми, иногда известковистыми, алевролитами, непроницаемыми аргиллитами. Тип коллектора - поровый	Цемент контактового типа, участками поровый	П	220...1397	0,169...0,242	Ерсубайкинское, Архангельское, Красногорское
Представлен переслаивающимися песчаниками темно-серыми, нефтенасыщенными и аргиллитов темно-серых, плотных. Алевролитами темно-серыми, песчанистыми, известковистыми	Цемент контактового типа	П	1100	0,23	Екатеринское
Верейский горизонт					
Представлен карбонатными и терригенными (аргиллиты, алевролиты) породами с преобладанием карбонатных пород (органогенны изве стняки с прослоями доломитов) в нижн ей продуктивной части горизонта	Цемент трех генераций: более крустификационный с размером зерен до 0,03 мм, кальцитовый или доломитовый; более поздний – неравномернозернистый, мало-средне-крупнозернистый до 0,8 мм, кальцитовый, поровый или базального типа		287...517	0,16...0,166	Ямашинское
Нижняя пачка слагается известняками серыми, коричневато-серыми, темно-коричневыми, органогенно-обломочными, реже кристаллически зернистыми, трещиноватыми, пористыми, прослоями, прослоями нефтенасыщенными (пласты С2вр-5, С2вр-3, С2вр-2). Карбонатные пласты отделены друг от друга прослоями аргиллитов темно-серых, горизонтально-слоистых, слюдистых. Терригенная пачка сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, среди которых встречаются редкие прослой известняков	Тип цемента – контактовый, поровый, крустификационный. Цемент (10 – 40 %) – микро-тонко- и мелкозернистый кальцит и глинистый материал, тип его поровый, крустификационный, реже базальный (уплотненные прослой)	П	15...280	0,13...0,15	Сиреневское, Березовское, Архангельское, Тюгеевское

Табл. 1. Обобщение геолого-физических данных по месторождениям НГДУ «Ямашнефть».

Представлен известняками органогенно - обломочными, слабо глинистыми, участками с тонкими прослоями аргиллита. Кровля и подошва пластов чаще всего заг линзирована или уплотнена	Тип цемента контактов бый, представлен тонкозернистым кальцитом	П	218...227	0,168... 0,27	Ерсубайкинское, Красногорское
Нижняя – карбонатно-терригенная пачка представлена известняками светло -серыми, трещиноватыми, с прослоями аргиллитов, нефтенасыщенными. Верхняя – терригенная пачка сложена аргиллитами зеленовато -серыми с коричневатым оттенком, плотными, слоистыми	Тип цемента контактовый	П	156	0,148	Екатериновское
Представлен карбонатными породами. Нижняя часть сложена известняками серыми, коричневат -серыми, органогенно-обломочными и, участками плотными и глинистыми с подчиненными прослоями глин и алевролитов.	Тип цемента контактовый	П, Т-П	134	0,164	Шегурчинское
Башкирский горизонт					
Сложен известняками перекристаллизованными, брекчиевидными, кавернозными, светло -серыми, коричневат -серыми, тонкозернистыми, с примазками глинистого светло -зеленого материала по стилолитовым швам. Известняки участками трещиноватые, пористые, прослоями либо интенсивно пропитаны окисленной нефтью, либо нефтью. В ряде скважин значительная часть кровли башкирского яруса размыта верейским «врезом»	Известняки сцементированы микро- и тонкозернистым кальцитом. Тип цемента поровый, крустификационный, участками базальный, количество – 10 – 35 %	П	29,6...32	0,14... 0,16	Тюгеевское, Сиреневское
Представлены, в основном , органогенными известняками, реже органогенно -детритовыми, и тонкозернистыми известняками. В подчиненном количестве присутствуют доломиты, встречаются также брекчиевидные породы и прослой известнякового песчаника	Цемент контактовый, поровый	П, Т-П	108	0.144	Шегурчинское
Представлены органогенными известняками, реже органогенно-длитритовыми, и тонкозернистыми известняками. В подчиненном количестве присутствуют доломиты, встречаются также брекчиевидные породы и прослой известнякового песчаника	Цемент не обильный, иногда базальный	Т-К-П	201	0.174	Ямашинское
Представлен известняками серыми, органогенно - обломочными, глинистыми, прослоями трещиноватыми и кавернозными, участками нефтенасыщенными	Цементом служит разнотонкозернистый кальцит, который обычно составляет 10-20 % объема породы; тип цементации – поровый, контактовый, ре генерационный, реже – базальный	П, Т-П	69	0,128	Березовское
Представлен известняками перекристаллизованными тонкозернистыми, трещиноватыми слабо глинистыми, участками загипсованными с редкими включениями ангидрита.	Тип цемента в основном крустификационный, контактовый, участками выполнения пор.	П, П-Т	9,3...118	0,096... 0,148	Ерсубайкинское, Красногорское, Екатериновское
Представлен, в основном, известняками желтовато -серыми, прослоями органогенно-обломочными, пористыми, с многочисленными стилолитовыми швами, с отдельными прослоями известняков темно -коричневых, пористых, трещиноватых, кавернозных, пропитанных нефтью. Залегает на размытой поверхности серпуховских образований	Цемент контактовый, поровый, реже базальный, составляет от 5 до 25% объема породы	Т-П	193	0.13	Архангельское

Табл. 1 (продолжение). Обобщение геолого-физических данных по месторождениям НГДУ «Ямашнефть».

Таким образом, группирование объектов по представленным в таблице параметрам (литологическая характеристика коллектора, свойства и состав цемента, вид пористости, диапазон проницаемости, диапазон пористости) обуславливает единый, но качественный подход к методике проведения ГДИС и методу интерпретации результатов.

Литература

Андаева Е.А., Сидоров Л.С. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2012. № 9. С. 41. Руководящий документ. Оптимальный выбор и периодичность

гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО «Татнефть». Бугульма. 2015.

Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. М: Инфра-Инженерия. 2010. 432 с.

Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. М: Премиум Инжиниринг. 2011. 687 с.

Сведения об авторах

Екатерина Алексеевна Андаева – ведущий инженер-технолог технологического отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НГДУ «Ямашнефть»

Россия, 423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, 60

Тел: +7 8553 370-530, e-mail: AndaevaEA@tatneft.ru

Алексей Владимирович Лысенков – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1

Марс Талгатович Ханнанов – кандидат геол.-мин. наук, главный геолог НГДУ «Ямашнефть»
Россия, 423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, 60

Статья поступила в редакцию 10.07.2016

Generalization of Geological and Physical Characteristics of Fields Belonging to Oil-gas Production Department «Yamashneft» in order to Increase the Efficiency of Hydrodynamic Well Testing

E.A. Andaeva¹, A.V. Lysenkov², M.T. Khannanov¹

¹*Oil and Gas Production Department «Yamashneft» PJSC Tatneft, Al'met'evsk, Russia*

²*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

Abstract. Currently, the question of choosing the right approach for hydrodynamic testing and post-processing of the data is very important. The quality of the study and, respectively, data processing is influenced by various factors such as, lithological composition of rocks, their density, mechanical stress in the rock, hydrodynamic influence of rocks, filtration movement of fluids, pressure and temperature distribution in the formation. Fields of oil-gas production department «Yamashneft» are at the late stage of development, and the majority of wells are marginal. All these factors may affect the results of the pressure recovery curve processing, which often differ from the actual values of the state parameters of bottomhole formation zone, which means incorrect approach to research (recovery time of bottomhole pressure) and the choice of processing method.

Questions to obtain reliable information at a late stage of development are of particular importance, since on their basis significant technological and economic solutions are taken, such as shutdown of watered and marginal wells, technological measures to enhance the oil recovery factor are planned and implemented. During the well testing and interpretation of the data we must take into account the structure of the investigated layer, features of the pore space, geological and physical characteristics that will keep the correct calculation of reservoir properties.

To this end, the generalization of geological and physical data was made to divide fields into separate groups for the subsequent development of a methodology for each group, and select the optimum processing of results. Thus grouping of objects (lithological characteristics of reservoir, properties and composition of cement, type of porosity, permeability range, porosity range) causes a single, but a qualitative approach to conduct hydrodynamic well testing and the method of interpreting the results.

Keywords: hydrodynamic well testing, bottomhole formation zone, interpretation of hydrodynamic testing, geological and physical characteristics, porosity, permeability, change of filtration parameters, developed horizons.

References

Andaeva E.A., Sidorov L.S. Prakticheskiy opyt primeneniya skin-faktora dlya analiza raboty skvazhin [Practical experience of skin-factor application for analysis of well operation]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* [Construction of oil and gas wells on land and at sea]. 2012. No. 9. P. 41. (In Russ.)

Optimal'nyy vybor i periodichnost' gidrodinamicheskikh metodov kontrolya za razrabotkoy mestorozhdeniy PAO «Tatneft'». Guidance document [The optimal choice and frequency of hydrodynamic control methods of oil field development of PJSC «Tatneft»]. Bugulma. 2015. (In Russ.)

Karnaukhov M.L., P'yankova E.M. Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Modern methods of hydrodynamic studies of boreholes]. Moscow: Infra-Inzheneriya. 2010. 432 p. (In Russ.)

Chodri A. Gidrodinamicheskie issledovaniya neftyanykh skvazhin [Hydrodynamic studies of oil boreholes]. Moscow: Premium Inzhiniring. 2011. 687 p. (In Russ.)

For citation: Andaeva E.A., Lysenkov A.V., Khannanov M.T. Generalization of Geological and Physical Characteristics of Fields Belonging to Oil-gas Production Department «Yamashneft» in order to Increase the Efficiency of Hydrodynamic Well Testing. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 191-196. DOI: 10.18599/grs.18.3.8

Information about authors

Ekaterina A. Andaeva – Leading Technical Engineer, Oil and Gas Production Department «Yamashneft» PJSC Tatneft

Russia, 423450, Al'met'evsk, R. Fakhretina str., 60
Phone: +7 8553 370-530, e-mail: AndaevaEA@tatneft.ru

Aleksey V. Lysenkov – PhD (Techn.), Assistant Professor, Department of oil and gas field development and exploitation, Ufa State Petroleum Technological University
Russia, 450062, Ufa, Kosmonavtov str., 1

Mars T. Khannanov – PhD (Geol. and Min.), Chief Geologist, Oil and Gas Production Department «Yamashneft» PJSC Tatneft

Russia, 423450, Al'met'evsk, R. Fakhretina str., 60

Manuscript received July 10, 2016