

УДК 622.276

**ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ»
И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ**

**PECULIARITIES OF HYDRODYNAMIC RESEARCH OF WELLS OF
DEPOSITS OF NGDU "JAMASHNEFT"
AND THEIR INTERPRETATION**

Андаева Е. А., Лысенков А. В., Саттаров Р. Р.

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

E. A. Andayeva, A. V. Lysenkov, R. R. Sattarov

**Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation**

e-mail: AndayevaEA@tatneft.ru

Аннотация. В настоящее время известно много различных методов исследования скважин, в том числе гидродинамические исследования, которые являются неотъемлемой частью процессов контроля за выработкой запасов углеводородов.

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

Существуют различные методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и способы их обработки. При этом исследования на

нестационарных режимах фильтрации (исследование методом восстановления уровня, методом падения давления и гидропрослушивание скважин) являются важной частью нефтяного инжиниринга.

Наличие значительного фонда малодебитных скважин приводит к тому, что большинство построенных по результатам исследований кривых восстановления давления (КВД) являются недовосстановленными до реального пластового давления. Помимо малой продолжительности снятия КВД существенным недостатком обычно является малое число точек регистрации давления на КВД. Недовосстановленность кривых сказывается на точности определения фильтрационных параметров пласта и пластового давления.

Учитывая проблему недовосстановленности КВД, в том числе по причине высокой неоднородности фильтрационно-емкостных свойств объектов разработки необходимо разработать индивидуальный подход к каждой скважине и усовершенствовать проведение гидродинамических исследований скважин (ГДИС) с последующим подбором оптимальной методики обработки результатов исследования. Это позволит проводить более качественные ГДИС и их интерпретацию относительно каждого объекта с учетом геолого-физического строения залежи и физико-химических свойств насыщающих флюидов.

Abstract. Currently, there are many different methods of wells research, including hydrodynamic studies, which are an integral part of the monitoring of the generation of hydrocarbon reserves.

The specialist must have sufficient and accurate information about the formation of its energy capabilities, wells opportunities for reliable analysis of performance and development of forecasting when the mining project development. Most of this information can be obtained from the results of studies of wells in the stationary mode.

There are various methods of research and methods of treatment, which is in the conduct of non-stationary filtration conditions (research by the pressure /

level recovery, the pressure drop method, the study in the injection method of level drop in the injection well and the wells Interference) is an important part of petroleum engineering.

However, the presence of significant fund marginal wells leads to the fact that most of the pressure recovery curves (HPC) are no restoring. In addition to the short duration removing KVD significant drawback is usually a small number of dots on the HPC. No restoring curves affects the accuracy of determining the filtration parameters of the reservoir and the reservoir pressure.

Given the problem no restoring HPC, including due to the high heterogeneity of reservoir properties development facilities, and spread well productivity values, it is necessary to develop an individual approach to each well and improve the methodology for conducting hydrodynamic studies of wells (well testing), followed by the selection of the optimal methods of processing of results of research . This will allow better well tests and their interpretation with respect to each object, taking into account geological and physical structure of the deposit and the physicochemical properties of the saturating fluids.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, призабойная зона пласта, интерпретация ГДИС, коэффициент продуктивности, эксплуатируемые объекты, кривая восстановления давления, метод касательной.

Key words: hydrodynamic studies of wells, bottom hole formation zone, well test interpretation, productivity index, operated facilities, the pressure recovery curve, the tangent method.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС), применяемые при контроле за разработкой нефтяных месторождений НГДУ «Ямашнефть», методологически, технологически и технически в целом идентичны ГДИС, используемым на всех нефтегазовых месторождениях Российской

Федерации, однако, в условиях месторождений НГДУ «Ямашнефть» они имеют свои особенности, обусловленные различными причинами [2,3]:

1. Полная механизированность добычи и широкое применение при строительстве скважин наклонного (кустового) бурения затрудняют, а чаще всего делают невозможной доставку глубинных измерительных приборов на забой добывающих скважин;

2. Низкие дебиты добывающих скважин и, следовательно, невысокие скорости движения флюида в стволе скважины, его высокая вязкость, склонность к образованию устойчивых водонефтяных эмульсий существенно снижают информативность потокометрических измерений;

3. Основной объем информации о величинах пластового и забойного давления поступает при пересчете уровней жидкости, определенных звукометрическими методами;

4. Слабая изученность истинных значений физических параметров, участвующих в интерпретации получаемой в процессе исследований информации;

5. Слабая научная проработанность методик интерпретации результатов гидродинамических исследований для условий трещиновато-пористых сред при низких значениях пластового давления и дебита;

6. Высокая вязкость пластового флюида, низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов существенно увеличивают продолжительность проведения ГДИС.

Гидродинамические методы исследований, проводимые в НГДУ «Ямашнефть», подразделяются на несколько групп:

а) дебитометрические: измерение дебита жидкости, нефти и содержания воды в продукции скважин. Эти исследования проводятся в целях оперативного контроля за режимом эксплуатации скважин и разработкой месторождения в целом;

б) исследования на установившихся режимах работы скважин: определение зависимости дебита жидкости в добывающих или

приемистости в нагнетательных скважинах от перепада пластового и забойного давлений при установившихся режимах работы скважины;

в) исследования на неустановившихся режимах работы скважин: измерение пластового и забойного давлений, построение кривых восстановления давления (КВД) или кривых восстановления уровня (КВУ) в добывающих скважинах и кривых падения давления (КПД) в нагнетательных скважинах и определение фильтрационно-емкостных свойств пласта;

г) потокометрические исследования: основаны на снятии профилей притока или приемистости по пластам или стволу горизонтальных скважин;

д) специальные виды исследования, такие как изучение взаимодействия между скважинами и пластами (гидропрослушивание) [4].

Периодичность проведения ГДИС должна определяться запроектированной системой разработки, состоянием процесса разработки и рядом других факторов, исходя из условия получения необходимого объема первичной информации для планирования и реализации мероприятий по управлению этим процессом. Периодичность исследований должна обеспечивать достоверность динамики измерения параметров пласта и определения их средних величин за определенный период по единичным измерениям. Существует связь между продолжительностью отдельных измерений и интервалом времени между ними. Чем больше продолжительность измерений, тем с меньшей частотой их следует проводить. Интерпретация ГДИС для скважин НГДУ «Ямашнефть» (и в целом для скважин ПАО «Татнефть») проводится согласно существующей методике института «ТатНИПИнефть», прописанной в РД 153-39.0-536-07 «Руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий», на основе классических уравнений по интерпретации восстановления давления [6].

В методике института «ТатНИПИнефть» для определения свойств призабойной зоны пласта рекомендуется использовать параметр ОП (отношение фактической продуктивности к потенциальной). Преимущество параметра *ОП* заключается в том, что в отличие от «скин-эффекта» он позволяет наглядно оценить потерю или выигрыш продуктивности скважины за счет изменения свойств призабойной зоны пласта.

Отличительная особенность процесса исследования скважин НГДУ «Ямашнефть» и других месторождений, имеющих сложное строение, низкие пластовое давление и дебиты [4], заключается в весьма высокой продолжительности процесса восстановления давления на забое скважин. Естественным путем решения обозначенной проблемы является увеличение продолжительности исследований до достижения полного восстановления забойного давления, но данный подход приводит к увеличению и так немалых потерь добычи нефти вследствие простоя скважин, что в современных экономических условиях практически неприемлемо.

Наличие значительного фонда малодебитных скважин приводит к тому, что большинство КВД являются недовосстановленными. Помимо малой продолжительности регистрации КВД существенным недостатком обычно является малое число точек на КВД [3,5]. Недовосстановленность кривых сказывается на точности определения фильтрационных параметров пласта и пластового давления. В связи с этим, необходимо длительное и качественное снятие КВД с количеством точек регистрации давления не менее 20-30 при максимальной плотности измерений в начальный период. Не допускается при снятии одной КВД использование приборов различных производителей, т.к. приборы имеют различную погрешность при определении уровня.

С целью выявления зависимости от основных параметров эксплуатации месторождений на форму КВД при проведении ГДИС на скважинах НГДУ

«Ямашнефть» выполнен анализ обводненности, среднесуточного дебита жидкости и нефти, пластового и забойного давлений.

Рассматривались скважины, эксплуатирующие только один объект разработки. Скважины, оборудованные установкой ОРД (одновременно-раздельной добычи), в анализе участия не принимали с целью исключения некорректных данных.

С учетом геологического строения и физико-литологических свойств месторождений НГДУ «Ямашнефть» было принято решение проводить анализ КВД скважин по следующей геологической принадлежности [1]:

1. Терригенные отложения (тульско-бобриковский горизонт);
2. Карбонатные отложения: верейский горизонт; Башкирский ярус; Турнейский ярус.

Учитывая особенности разработки месторождений НГДУ «Ямашнефть» [1,4] необходимо отметить, что бобриковский горизонт представлен отдельным линзовидными структурами, которые разрабатываются одиночными скважинами на естественном режиме. Физико-химические свойства добываемой продукции тульско-бобриковских отложений имеют близкие по значению свойства: значения вязкости пластовой нефти изменяется в диапазоне 19-28 мПа·с; плотность нефти – 858-870 кг/м³, коэффициент сжимаемости нефти – $6-8 \cdot 10^{-4}/\text{МПа}$. По данным коллекторам изучено 143 КВД, полученных при проведении ГДИС на скважинах. В результате анализа получаемых кривых принято решение о целесообразности объединения тульского и бобриковского горизонтов по литолого-физическим характеристикам. Группы КВД рассматривались в зависимости от физико-химических свойств добываемой продукции и режима работы скважины (обводненность, среднесуточный дебит жидкости).

На рисунке 1 представлена кривая, отражающая общий вид КВД, принадлежащих скважинам месторождений НГДУ «Ямашнефть», эксплуатирующих терригенные отложения. Данная кривая получена путем

совмещения всех анализируемых КВД по тульско-бобриковскому горизонту. Для скважин, по которым рассматривались кривые восстановления давления, характерны следующие условия:

- а) среднесуточный дебит нефти не превышает 2,5 м³/сут;
- б) обводненность добываемой продукции не превышает 40%;
- в) значения вязкости находятся в диапазоне 25-28 мПа·с;

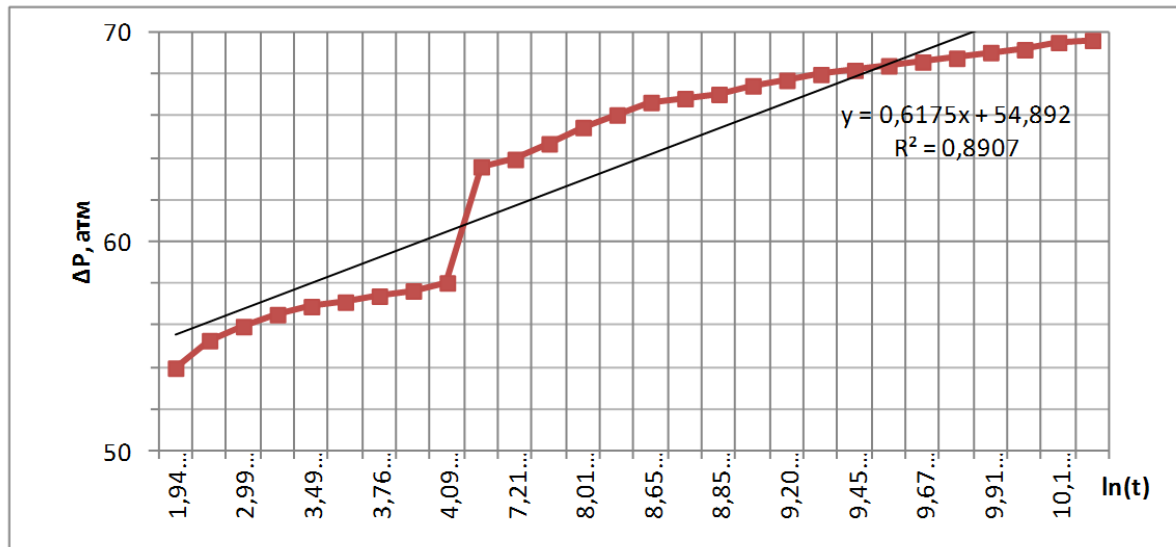


Рисунок 1. КВД в полулогарифмических координатах [ΔP(t); ln(t)] для скважин 1 группы тульско-бобриковских отложений

Отличительной особенностью данной кривой является длительное незначительное восстановление давления. Время исследования до достижения полного восстановления кривой может достигать 20-30 сут. Это связано с низким притоком жидкости к скважине (отсутствие системы поддержания пластового давления, низкая обводненность продукции, повышенные значения вязкости по сравнению с другими скважинами данных отложений). Учитывая такую длительность ожидания восстановления КВД, нефтегазовые компании бывают вынуждены прерывать процесс исследования с целью сокращения затрат на проведение данного мероприятия и потерь по добыче нефти. Однако в результате этого кривая остается недовосстановленной, а ФЕС по данным интерпретации рассчитываются некорректно.

Пример КВД по скважинам второй группы представлен на рисунке 2. Для получения осредненной кривой и ее уравнения проанализировано 354 скважины тульско-бобриковских отложений месторождений НГДУ «Ямашнефть». В результате этого получена кривая, отражающая характерный вид КВД при проведении ГДИС на терригенных коллекторах со следующими характеристиками:

- а) Среднесуточный дебит нефти не превышает 2,5 м³/сут;
- б) Обводненность добываемой продукции выше 40%;
- в) Значения вязкости находятся в диапазоне 19-23 мПа·с;

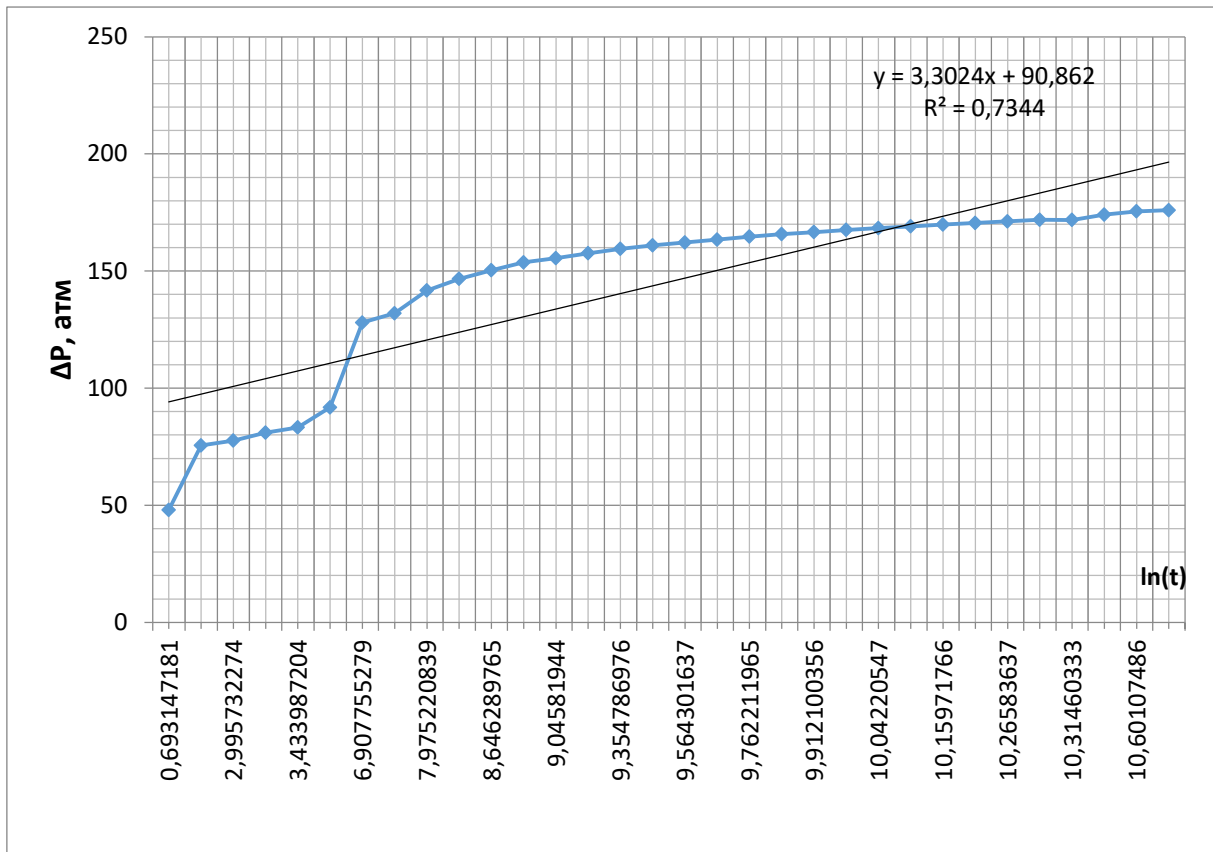


Рисунок 2. КВД в полулогарифмических координатах [ΔP(t); ln(t)] для скважин 2 группы тульско-бобриковских отложений

Разработка на верейском горизонте месторождений НГДУ «Ямашнефть» практически не организована. Залежи представляют собой простирающуюся оконтуренную площадь с низкими коллекторскими свойствами и невысоким показателем коэффициента нефтеизвлечения. Физико-химические свойства нефти идентичны по всем девяти

месторождениям: плотность нефти составляет 890-900 кг/м³, вязкость в пластовых условиях – 50-70 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти – $4 \cdot 10^{-4}$ /МПа. На данном этапе эксплуатации месторождений на верейском горизонте нецелесообразно организовывать систему заводнения в виду отсутствия сетки разработки. Учитывая вышеизложенное, принято решение объединить анализируемые КВД верейских отложений в единую группу по литолого-физической характеристике пласта и физико-химическим свойствам нефти. В ходе анализа обработано 64 КВД скважин верейского горизонта. Определены следующие параметры работы скважин:

- а) Среднесуточный дебит нефти не превышает 1,5 м³/сут;
- б) Обводненность добываемой продукции не превышает 35%;
- в) Значения вязкости находятся в диапазоне 50-70 мПа*с;

На рисунке 3 приведена характерная КВД по верейскому горизонту.

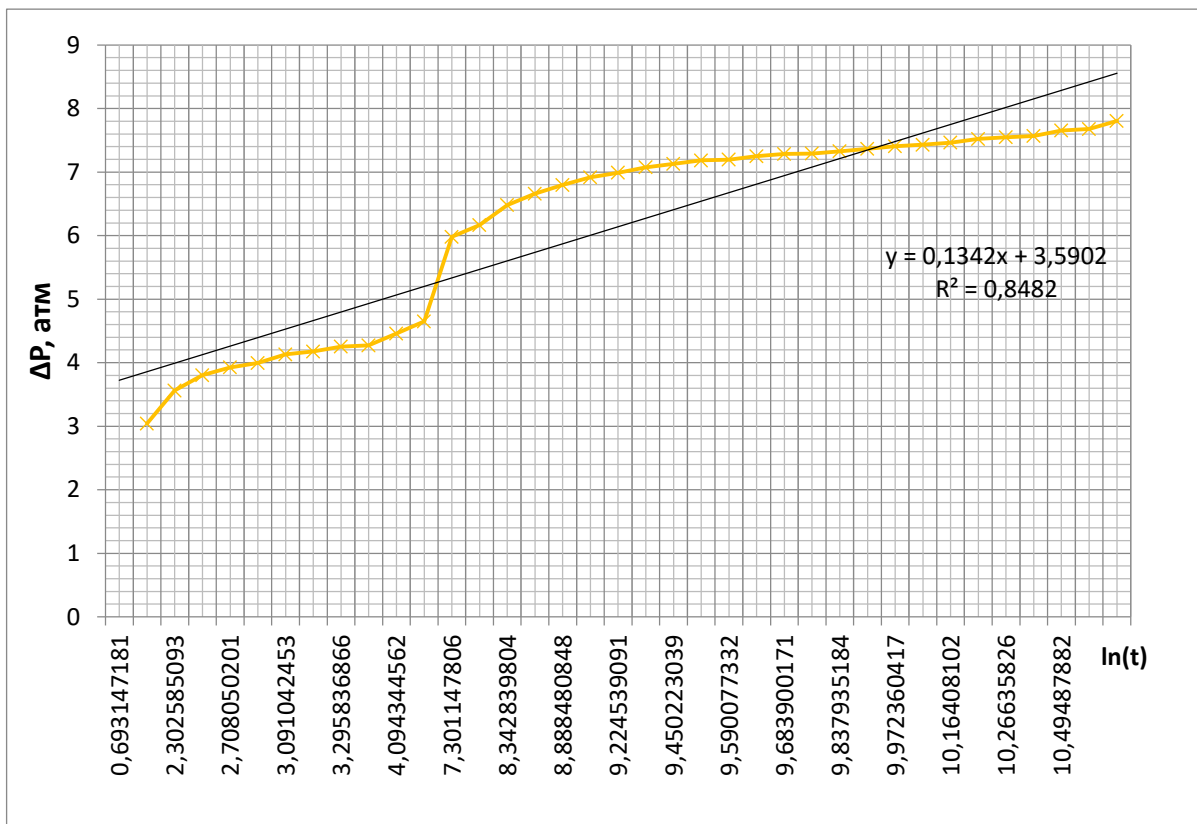


Рисунок 3. КВД в полулогарифмических координатах $[\Delta P(t); \ln(t)]$ для скважин верейского горизонта

Необходимо отметить, что КВД скважин верейского горизонта подчиняются в отличие от КВД тульско-бобриковских отложений линейному закону. Восстановление давления происходит также длительное время и может достигать 30-40 сут.

Для наглядного представления проведенного анализа КВД, полученные результаты сведены в таблицу.

Таблица 1. Характерные группы скважин НГДУ «Ямашнефть» по литологической принадлежности, физико-химическим свойствам добываемой продукции, параметрам работы скважин и форме КВД

Терригенные коллекторы (тульско-бобриковские отложения)	
1 группа	
Дебит жидкости, м ³ /сут	До 2,5
Обводненность, %	Ниже 40
Вязкость, мПа*с	25-28
Длительность восстановления КВД, сут	20-30
Уравнение полученной кривой	$Y = 0,6175x + 54,892; R^2 = 0,8907$
2 группа	
Дебит жидкости, м ³ /сут	До 2,5
Обводненность, %	Выше 40
Вязкость, мПа*с	19-23
Длительность восстановления КВД, сут	До 30
Уравнение полученной кривой	$y = 3,3024x + 90,862; R^2 = 0,7344$
Верейские отложения	
Дебит жидкости, м ³ /сут	До 1,5
Обводненность, %	Ниже 35
Вязкость, мПа*с	50-70
Длительность восстановления КВД, сут	30-40
Уравнение полученной кривой	$y = 0,1342x + 3,5902; R^2 = 0,8482$

В ходе анализа КВД по скважинам на каждом объекте отмечено наличие скважин, которым характерны кривые, не поддающиеся общему представленному группированию. Это может быть обусловлено многочисленными факторами: краевое расположение скважины, аномальные физико-химические свойства пластовых флюидов, не характерные для разрабатываемого объекта и т.д. В том случае, если КВД такой скважины не поддается установленным уравнениям кривых, то необходимо дополнительное группирование.

Подводя итоги по проведенному анализу, следует отметить, что на форму получаемой КВД, длительность ее восстановления и на корректность получаемых по результатам интерпретации ФЕС, влияет множество факторов. А именно:

1. Рассматриваемый объект разработки;
2. Литолого-физическое строение коллектора;
3. Физико-химические свойства пластовых флюидов;
4. Степень вовлеченности рассматриваемого объекта в разработку;
5. Глубина залегания коллектора;
6. Среднесуточный дебит добываемой продукции;
7. Обводненность скважины и т.д.

Выводы

Таким образом, интерпретация отдельно рассматриваемой группы скважин должна проводиться по адаптированным к этой группе КВД методикам.

КВД 1 и 2 групп предлагается обрабатывать методом Хорнера или методом касательной. Для кривых восстановления давления 3 группы можно предложить метод Чарного.

Список используемых источников

1 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. С. 191-196.

2 Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов; под ред. А. Г. Ковалева. М.: Недра, 1986. 608 с.

3 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для ВУЗов. М.: ФГУП Изд. «Нефть и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.

4 Особенности организации добычи высоковязких нефтей при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / В. В. Смыков, Р. Х. Халимов, Р. Х. Саэтгараев, Р. М. Разетдинов, М. Т. Ханнанов, Ю. Р. Курамшин. Ижевск: Изд-во ООО ИД «АЛЬФА», 2013. 486 с.

5 Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений/ Р. С. Хисамов, Э. И. Сулейманов, Р. Г. Фархуллин, О. А. Никашев, А. А. Губайдуллин, Р. К. Ишкаев, В. М. Хусаинов. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. 228 с.

References

1 Andaeva E. A., Lysenkov A.V., Hannanov M.T. Obobshenie geologofizicheskoi harakteristiki mestorozhdenii NGDU «Yamashneft'» s cel'yu povysheniya effektivnosti gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin // Georesursy. 2016. T.18, №3. S. 191-196. [in Russian].

2 Golf-Raht T. D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshinovatykh kollektorov; pod red. A. G. Kovaleva. M.: Nedra, 1986. 608 s. [in Russian].

3 Mishenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefiti: uchebnoe posobie dlya VUZov. M.: FGUP Izd. «Neft' i GAZ» RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina, 2003. 816 s. [in Russian].

4 Osobennosti organizacii dobychi vysokovyazkikh neftei pri razrabotke mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami / V. V. Smykov, R. H. Halimov, R. H. Saetgaraev, R. M. Razetdinov, M. T. Hannanov, Yu. R. Kuramshin. Izhevsk: Izd-vo ООО ID «AL'FA», 2013. 486 s. [in Russian].

5 Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezul'tatov izmerenii /R. S. Hisamov, E. I. Suleismanov, R. G. Farhullin, O. A. Nikashev, A. A. Gubaidullin, R. K. Ishkaev, V. M. Husainov. M.: OAO «VNIIOENG», 2000. 228 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Саттаров Р.Р., магистрант, гр. МГР12-15-01, кафедра «Разработка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

R.R. Sattarov, Master Student of MGR12-15-01 Group of the Chair «Development of oil and gas fields» FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation

Лысенков А. В., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработки нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.V. Lysenkov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «Development of oil and gas fields» FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation

Андаева Е.А., аспирант, кафедра «Разработки нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

E.A. Andayeva, Post-graduate Student of the Chair «Development of oil and gas fields» FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation