

Влияние глинистых пород в разрезе продуктивного пласта на темпы падения добычи жидкости в низкопроницаемых коллекторах

Кардопольцева А.М.¹, Штинов В.А.¹, Давлетбаев А.Я.^{1,2}, Минибаев М.Р.¹, Асалхузина Г.Ф.¹, Трофимов В.Е.¹, Щутский Г.А.³, Мирошниченко В.П.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия,

³ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

minibaevmr@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья посвящена исследованию влияния упругих и фильтрационно-емкостных свойств глин на процессы перераспределения давления и фильтрации жидкости в области дренирования скважины и, как следствие, на продуктивность скважины. Сопоставление результатов расчетов показало существенное влияние глинистых пропластков в разрезе пласта на эксплуатационные характеристики и продуктивность скважины.

Материалы и методы

Исследование выполнено путем создания синтетических гидродинамических моделей с различным количеством глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта, с сохранением объемного соотношения между песчаником и глинами в соотношении 50:50.

Методы Арпса и Фетковича использовались для анализа кривых падения добычи и расчета прогнозных значений накопленной

добычи в области дренирования скважины, оценки и сравнения темпов изменения добычи жидкости в скважинах.

Ключевые слова

глинистые породы, сжимаемость порового пространства, фильтрационно-емкостные свойства, гидродинамическая модель, кривые падения добычи, метод Арпса, метод Фетковича

Благодарности

Авторы выражают благодарность Борщук О.С., Исламову Р.А., Нигматуллиной Р.Г., Хисамову А.А. (ООО «РН-БашНИПнефть») за ценные замечания и предложения при подготовке статьи.

Для цитирования

Кардопольцева А.М., Штинов В.А., Давлетбаев А.Я., Минибаев М.Р., Асалхузина Г.Ф., Трофимов В.Е., Щутский Г.А., Мирошниченко В.П. Влияние глинистых пород в разрезе продуктивного пласта на темпы падения добычи жидкости в низкопроницаемых коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-56-60

Поступила в редакцию: 02.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.3 | Original Paper

Clay rocks influence in the section of production formation on the liquid production decline rates in low permeability reservoirs

Kardopoltseva A.M.¹, Shtinov V.A.¹, Davletbaev A.Ya.^{1,2}, Minibaev M.R.¹, Asalkhuzina G.F.¹, Trofimov V.E.¹, Shchutsky G.A.³, Miroshnichenko V.P.³

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia, ³“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

minibaevmr@bnipti.rosneft.ru

Abstract

This article is devoted to the study of geomechanic and porosity clays properties influence on the processes of pressure redistribution and fluid filtration in the well drainage area, and as a result, on well productivity. Comparison of the calculation results showed a significant effect of clay interlayers in the reservoir section on the performance and productivity of the well.

Materials and methods

The study was carried out by creating synthetic hydrodynamic models with a different number of clay interlayers in the section of the productive formation, while maintaining the volume ratio between sandstone and clay in the ratio of 50:50.

The Arps and Fetkovich methods were used to analyze decline curve analysis production and calculate predicted values of cumulative

production in the area of well drainage, assess and compare the rate of change in fluid production in wells.

Keywords

clay rocks, pore space compressibility, reservoir properties, reservoir modeling, decline curve analysis, Arps method, Fetkovich method

For citation

Kardopoltseva A.M., Shtinov V.A., Davletbaev A.Ya., Minibaev M.R., Asalkhuzina G.F., Trofimov V.E., Shchutsky G.A., Miroshnichenko V.P. Clay rocks influence in the section of production formation on the liquid production decline rates in low permeability reservoirs. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 56–60. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-56-60

Received: 02.02.2023

Введение

Разработка месторождений, как правило, сопровождается значительным изменением начального порового давления из-за формирования воронок депрессии/репрессии вокруг эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин. При этом упругие свойства пласта, связанные с деформацией порового пространства горных пород, оказывают значительное влияние на распределения давления в межскважинном пространстве.

В настоящее время при создании геолого-гидродинамических моделей залежей углеводородов коэффициент сжимаемости порового пространства учитывается только для песчанистых пропластков (т.е. для коллекторов с «активными» ячейками в гидродинамической модели). Глинистые пропластки задаются как пропластки с «неактивными» ячейками и не участвуют в процессах фильтрации жидкости. Это связано в том числе с отсутствием экспериментальных данных по определению сжимаемости глинистых пород и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

В работе [1] авторы отмечают, что объемное содержание глинистых пород в интервале некоторых объектов разработки может превышать 50 % от всего объема. Стоит также отметить, что, по данным литературных источников, сжимаемость порового пространства глинистых пород может превышать сжимаемость порового пространства песчаника на один-два порядка [2]. Так, сжимаемость глинистых пород варьируется от 1×10^{-10} до $1-150 \text{ МПа}^{-1}$ [2, 3], в то время как коэффициент сжимаемости песчаника изменяется в пределах $0,3-10 \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ [2, 3].

Согласно литературным данным [4] для глинистых пород характерны низкие фильтрационные свойства,

тем не менее проницаемость глин имеет значение, отличное от нуля. Коэффициент проницаемости глин характеризуется величинами от 10^{-3} до 10^{-11} мкм^2 . Наиболее часто встречаемые значения $10^{-6}-10^{-7} \text{ мкм}^2$. Коэффициент открытой пористости в глинах нижней и средней юры меняется по разрезу от 2,6 до 12,82 %.

В статье [5] приводятся сведения о пористости, сжимаемости порового пространства и проницаемости глины. Пористость варьируется от 6,5 до 7,5 %. Проницаемость глины тонкоотмученной составляет $5 \times 10^{-7} \text{ мкм}^2$. Сжимаемость порового пространства глин в упругопластической области составляет $1,54 \times 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$.

Исследования об изменении коэффициентов сжимаемости пор коллекторов в зависимости от их глинистости были проведены В.М. Добрыниным [6]. Они свидетельствуют о том, что коэффициент сжимаемости пор песчано-глинистых коллекторов возрастает с увеличением относительной глинистости:

$$\beta_{\Pi} = \frac{1}{(1-\eta_{\text{ГЛ}})} \times \beta_{\Pi}', \quad (1)$$

$$\eta_{\text{ГЛ}} = \frac{V_{\text{БК}}}{V_{\Pi}'} = \frac{\frac{V_{\text{БК}}}{V}}{\frac{V_{\Pi}}{V} - \frac{V_{\text{БК}}}{V}} = \frac{C_{\text{ГЛ}}}{\varphi + C_{\text{ГЛ}}}, \quad (2)$$

где β_{Π}' — коэффициент сжимаемости пор коллектора, не содержащего глинистых включений; $\eta_{\text{ГЛ}}$ — относительное содержание глинистых включений в объеме пор коллектора (относительная глинистость коллектора); $C_{\text{ГЛ}}$ — объемное содержание глинистых включений в породе; $V_{\text{БК}}$ — объем глинистых включений; V_{Π}' — объем свободного порового

пространства; V — объем породы; φ — коэффициент пористости коллектора, д. ед.; V_{Π}' — объем свободного порового пространства с глинистыми включениями (табл. 1).

Описание гидродинамических моделей

Фильтрация нефти и воды в продуктивном пласте описывается системой уравнений сохранения массы [7, 8]:

$$-\text{div} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o, \quad (3)$$

$$-\text{div} \left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w,$$

где k — тензор абсолютной проницаемости пористой среды; k_r — относительная фазовая проницаемость; μ — вязкость флюида; B — объемный коэффициент; p — давление в фазе; ρ — плотность фазы; g — ускорение свободного падения; z — ось, направленная вниз; φ — пористость; s — насыщенность фазой; Q — сток, источник фазы; индексы: w — вода, o — нефть.

В гидродинамической модели упругие свойства учитываются с помощью коэффициента сжимаемости порового пространства, характеризующего изменение порового объема в зависимости от пластового давления, в виде:

$$\varphi(p) = \varphi_o \left(1 + c_r (p - p_{ref}) + \frac{c_r^2 (p - p_{ref})^2}{2} \right), \quad (4)$$

где p_{ref} — начальное пластовое давление; p — давление нефти; c_r — сжимаемость породы при заданном давлении p_{ref} ; φ_o — пористость при давлении p_{ref} .

Для изучения влияния упругих и ФЕС глинистых пород на эксплуатационные показатели работы скважины созданы шесть синтетических гидродинамических моделей с изменением расположения глинистых пропластков в общем разрезе пласта. Таким образом, в гидродинамической модели отсутствуют неактивные ячейки, и глинистые пропластки влияют на процессы фильтрации жидкости.

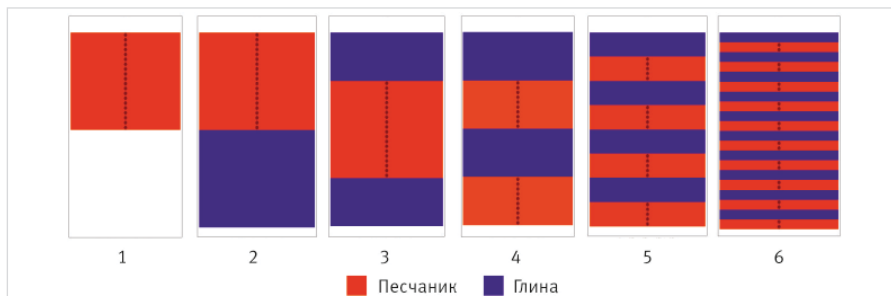


Рис. 1. Разрез по скважине в моделях № 1–6
Fig. 1. Well section in models № 1–6

Табл. 1. Упругие и фильтрационно-емкостные свойства глин
Tab. 1. Elastic and porosity properties of clays

Проницаемость, мкм ²	Пористость глин (открытая), %	Сжимаемость, 10 ⁻³ 1/МПа	Ссылка на источник информации
От 10 ⁻³ до 10 ⁻¹¹ Наиболее часто встречаемые: 10 ⁻⁶ –10 ⁻⁷	В аргиллитах: 1,6–6,1 В глинистых сланцах: 1,6–3,1 В алевролитах с глинистым цементом: 5,6–14,4	—	[4]
5×10 ⁻⁷ –5×10 ⁻⁸	Глина тонкоотмученная: 6,5 Глина алевритистая: 7,5 Алевролит глинистый: 13,6	—	[5]
Глина отмученная: 5×10 ⁻⁷ –5×10 ⁻⁸ Глина алевритовая: 5×10 ⁻⁶ –5×10 ⁻⁷	—	В упругой области: глина отмученная — 1,66 глина алевритовая — 1,35 В упруго-пластической области: глина отмученная — 15,4 глина алевритовая — 12,6	[1]
От 1×10 ⁻⁸ на глубине 2 500 м до 0,5×10 ⁻¹⁰ на глубине 5 500 м	Открытая пористость на глубине 2 500 м ≈11	—	[6]
—	—	от 1·10 ⁻¹⁰ до 1·150 МПа ⁻¹	[2]

В центре каждой модели располагалась добывающая вертикальная скважина с трещиной ГРП конечной проводимости, вскрывающей пласт на всю его мощность. Трещина ГРП задавалась в гидродинамической модели с полудлиной 50 м, раскрытием 0,005 м с помощью локального измельчения сетки и с проницаемостью 50 мкм². Скважина эксплуатировалась с постоянным забойным давлением 5,1 МПа в течение 8 лет. При этом начальное пластовое давление составляло 25,4 МПа. На границах модели задавалось

условие симметрии. Количество ячеек в расчетной сетке — 500×500×40; размеры ячеек — 10×10×0,4 м.

В модели № 1 трещина ГРП вскрывает однородный песчаный пласт толщиной 20 м с проницаемостью 10-3 мкм², пористостью 0,2 д. ед., нефтенасыщенностью 0,5 д. ед. В модели № 2 добавляется водонасыщенный интервал глин толщиной 20 м. Далее в моделях № 3–6 меняется расположение и количество глинистых пропластков в разрезе пласта, при этом сохраняется объемное соотношение

между песчанистыми и глинистыми пропластками в соотношении 50:50.

В моделях № 2–6 заданы следующие свойства глин: сжимаемость порового пространства глин, равная 1,5×10⁻² МПа⁻¹; проницаемость глин, равная 4×10⁻⁷ мкм²; пористость — 0,03 д. ед. (табл. 2).

Анализ результатов численного моделирования

По результатам гидродинамического моделирования получена динамика изменения пластового давления и дебита нефти скважины, а также распределение накопленной добычи нефти по скважине за 8 лет эксплуатации и дебит нефти на 7 сутки работы скважины для моделей № 1–6 (рис. 2).

Как видно из сопоставления, учет в гидродинамической модели глинистых пород пласта оказывает значительное влияние на эксплуатационные показатели работы скважины. Стоит отметить, что объем нефтенасыщенного коллектора одинаковый для всех шести моделей. При этом накопленная добыча нефти по скважине в модели № 2 (с «активными» глинами) увеличивается на ≈13 % в сравнении с моделью № 1 (с «неактивными» глинами). По мере увеличения количества глинистых пропластков и увеличения площади контакта глины и песчаника в модели наблюдается рост объема добытой нефти за равный промежуток времени (рис. 2в).

Наличие глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта влияет на его энергетическое состояние и распределение давления в межскважинном пространстве [9, 10]. При снижении пластового давления в песчаном пропластке из-за возникшего градиента давления происходит выжимание воды из глинистых пропластков, в которых сохраняется повышенное пластовое давление вследствие затрудненной фильтрации (рис. 2б). С увеличением площади контакта глинистых и песчанистых пропластков растет объем воды, поступающей в пласт (коллектор) (рис. 3).

Анализ кривых падения дебита жидкости по методам Арпса и Фетковича

Кривые падения добычи проанализированы методами Арпса [11] и Фетковича [12]. Метод анализа кривых падения Арпса основан на эмпирической зависимости дебита и накопленной добычи от времени:

$$q(t) = \frac{q_{ref}}{[1 + bD_i t]^b}, \quad (5)$$

$$Q(t) = \frac{q_{ref}^b}{D_i(1-b)} (q_{ref}^{1-b} - q(t)^{1-b}), \quad (6)$$

где q_{ref} — первоначальный дебит; D_i — коэффициент падения; b — показатель истощения, который принимает значения от 0 до 1.

Метод Арпса рассматривает вертикальную скважину, находящуюся в замкнутом круглом пласте. Важным условием применимости данного метода является выход скважины на стабильный установившийся/псевдоустановившийся режим притока. Анализ промышленных данных предполагает работу скважины при постоянном забойном давлении и отсутствие изменений скин-фактора.

Показатель истощения b характеризует скорость падения добычи, коэффициент падения D_i — долю снижения дебита скважины во времени. С увеличением значения D_i сокращается период рентабельной эксплуатации скважины. Расчет коэффициентов

Табл. 2. ФЕС песчаника и глин в гидродинамических моделях
Tab. 2. FCP of sandstone and clays in hydrodynamic models

	Проницаемость, мкм ²	Пористость, д. ед.	Доля коллектора (ntg), д. ед.	Сжимаемость порового пространства, 1/МПа	Водонасыщенность, д. ед.
Песчаник	1×10 ⁻³	0,20	1	9,5×10 ⁻⁴	0,5
Глины	4×10 ⁻⁷	0,03	1	1,5×10 ⁻²	1

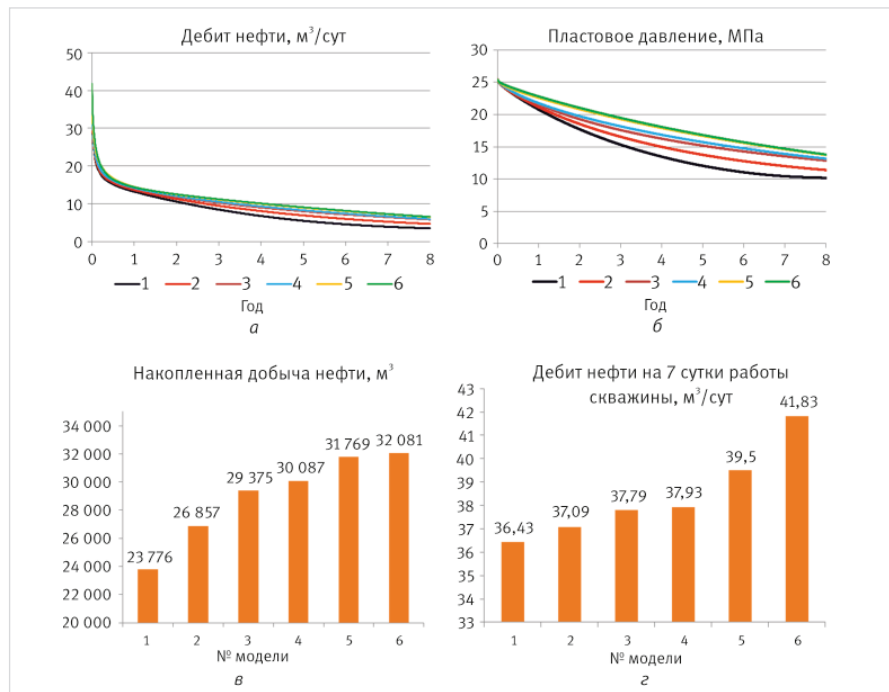


Рис. 2. Динамика изменения: а — дебита нефти; б — пластового давления по скважине. Распределение накопленной добычи нефти: в — за весь период работы скважины, z — дебита нефти на 7 сутки работы для моделей № 1–6
Fig. 2. Dynamics of oil production rate changes — a and reservoir pressure — б of the well. Distribution of cumulative oil production for the entire period of well operation — в and its oil production rate on the 7th day of operation — z for models № 1–6

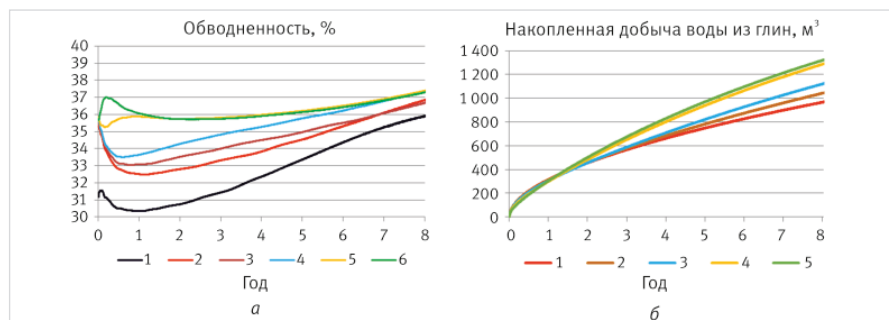


Рис. 3. Динамика изменения обводненности по скважине — а, распределение накопленной добычи воды из глин — б
Fig. 3. Dynamics of water cut changes in the well — а, distribution of cumulative water production from clays — б

b и D_i позволяет провести прогноз добычи и оценить накопленную добычу в данный период. То есть при заданном дебите ликвидации скважины q_a , зная коэффициенты падения, может быть получена оценка текущих извлекаемых запасов в области дренирования скважины до ликвидации $Q(t_a)$ и время ликвидации скважины t_a .

На рисунке 4 приведено сопоставление кривых падения дебита жидкости и накопленной добычи по моделям № 1, 3 и 6 в логарифмическом масштабе. Анализ данных по кривым падения Арпса показывает, что изменение расположения глинистых пропластков в разрезе пласта оказывает существенное влияние на прогнозные характеристики работы скважины. Так, например, при заданном дебите ликвидации скважины q_a , равным $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, для модели № 1 без «активных» глин время ликвидации скважины t_a составляет 4 315 сут, накопленная добыча в зоне дренирования до ликвидации скважины $Q(t_a)$ составит $44\,000 \text{ м}^3$. С увеличением количества глинистых пропластков увеличивается время t_a и накопленная добыча. Для моделей № 3 и 6 время t_a равно 5 696 сут и 7 049 сут, $Q(t_a) - 59\,300 \text{ м}^3$ и $74\,300 \text{ м}^3$ соответственно.

Феткович М. Дж. в своей работе [12] предложил также анализировать работу скважины до выхода на установившийся/псевдоустановившийся режим притока, тем самым дополнив кривые падения Арпса. Совместный анализ данных до и после достижения границ области дренирования скважины позволяет оценить проводимость пласта kh и значение параметра R_e/r_{wa} , где R_e — расстояние до круговой области дренирования, r_{wa} — эффективный радиус скважины. Стоит отметить, что для метода Фетковича характерны все те же ограничения, что и для метода Арпса.

Анализ данных методом Фетковича показал, что изменение расположения глинистых

Табл. 3. Результаты анализа данных по методам Арпса и Фетковича
Tab. 3. Results of decline analysis using the Arps and Fetkovich methods

Модель №	D_i , год ⁻¹	t_a , сут	$Q(t_a)$, м ³	R_e/r_{wa}
1	0,36	4 315	44 000	281
2	0,31	5 177	53 400	308
3	0,29	5 696	59 300	322
4	0,28	5 989	62 800	330
5	0,25	6 863	72 500	352
6	0,24	7 049	74 300	358

пропластков в разрезе продуктивного пласта приводит к изменению его упругих характеристик. Так, увеличивается зона дренирования скважины (параметр R_e/r_{wa}) — и снижаются темпы падения добычи (рис. 5а). Например, для модели № 1 без «активных» глинистых перемычек коэффициент падения D_i составляет $0,36 \text{ год}^{-1}$, при $R_e/r_{wa} = 281$; для модели № 6 — $D_i = 0,24 \text{ год}^{-1}$, $R_e/r_{wa} = 358$. Время ликвидации скважины между крайними моделями № 1 и 6 отличается в 1,6 раза (рис. 5б), при этом накопленная добыча в области дренирования к моменту ликвидации скважины отличается почти в 2 раза (рис. 5в). Результаты оценки прогнозных показателей добычи и величина R_e/r_{wa} по всем рассчитанным моделям представлены в таблице 3.

Итоги

- Наличие глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта может оказывать кратное влияние на темпы падения дебита жидкости в скважинах.
- Темпы падения дебита жидкости и пластового давления в скважинах зависят от площади контакта коллектора с глинистыми пропластками в продуктивном пласте. Так, при увеличении количества пропластков в 10 раз темп падения

жидкости может уменьшиться до 50 %.

- Увеличение количества глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта приводит к увеличению объема добытой нефти за равные промежутки времени.

Выводы

В дальнейшем при построении геолого-гидродинамических моделей по объектам с высокой расчлененностью и проектировании систем разработки рекомендуется учитывать «неколлектор» с соответствующими ФЕС глинистых пропластков.

Литература

1. Кондров А.П., Сонич В.П., Габдрапов О.Д., Девяткова С.Г., Александров А.А., Сабурова Е.А. Способ построения геолого-гидродинамических моделей неоднородных пластов с тонким линзовидным переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород. Патент RU 2656303 С1. 2018.
2. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.
3. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 467 с.
4. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М.: Недра, 1986. 160 с.
5. Александров А.А., Габдрапов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 38–43.
6. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
7. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.

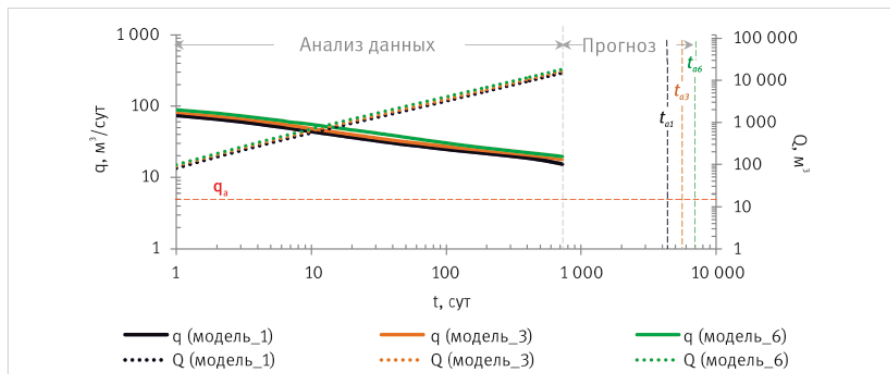


Рис. 4. Анализ данных добычи по методу Арпса
Fig. 4. Decline curve analysis using the Arps method

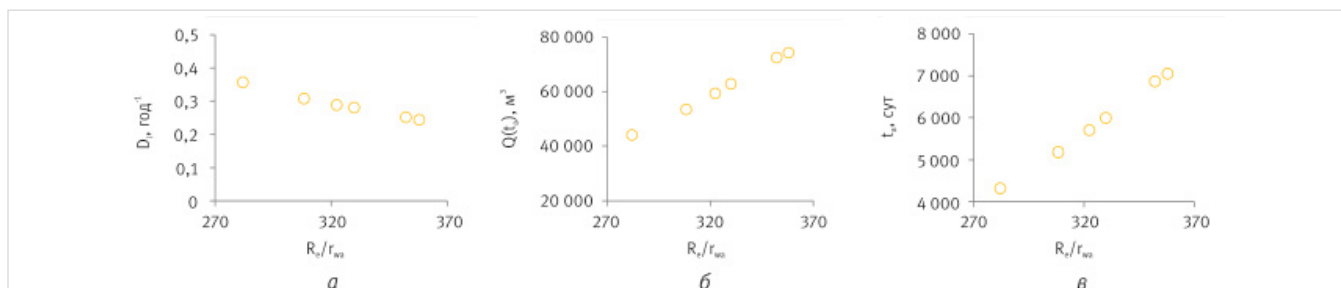


Рис. 5. Анализ данных добычи по методу Арпса и Фетковича: изменение коэффициента падения — а, прогнозной накопленной добычи — б и времени ликвидации скважины — в по рассматриваемым моделям
Fig. 5. Decline analysis using the Arps and Fetkovich method: change in the decline factor — а, anticipated cumulative production — б and well abandonment time — в for the considered models

8. Бадыев И.Х., Байков В.А., Борщук О.С. Программный комплекс «РН-КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недрапользование XXI век. 2015. № 4. С. 96–103.
9. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Хабибуллин И.Л. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами // Вестник Башкирского университета. 2016. № 3. С. 537–544.
10. Галкин С.В., Кривошеков С.Н., Козырев Н.Д., Кочнев А.А., Менгалиев А.Г. Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений // Записки горного института. 2020. Т. 244. С. 408–417.
11. Arps J.J. Analysis of decline curves. Transactions of the AIME, 1945, Vol. 160, P. 228–247. (In Eng).
12. Fetkovich M.J. Decline curve analysis using type curves. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 1065–1077. (In Eng).

ENGLISH

Results

- The presence of clay layers in the section of a productive formation can have a multiple effect on the rate of decline in fluid production in wells.
- The rate of decline in fluid flow rate and formation pressure in wells depends on the contact area of the reservoir with shale interlayers in the productive formation. So, with an increase in the number of interlayers by 10 times, the rate of liquid fall can decrease to 50 %.
- An increase in the number of clay interlayers in the productive

formation section a leads to an increase in the volume of oil produced for equal periods of time.

Conclusions

In the future, when geological and hydrodynamic modeling for objects with high dissection and designing development systems, it is recommended to take into account the “non-reservoir” with the corresponding reservoir properties of clay layers.

References

- Kondakov A.P., Sonich V.P., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Aleksandrov A.A., Saburova E.A. Method for construction of geological-hydrodynamic models of non-homogeneous reservoirs with thin interlensing of sand-silt and clay rocks. Pat. RU 2656303 C1, 2018. (In Russ).
- Osipov V.I., Sokolov V.N., Ereemeev V.V. Clay seals of oil and gas fields. Moscow: Nauka, 2001, 238 p. (In Russ).
- Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Rock mechanics in the development of hydrocarbon deposits. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2007, 467 p. (In Russ).
- Goldberg V.M., Skvortsov N.P. Permeability and filtration in clays. Moscow: Nedra, 1986, 160 p. (In Russ).
- Aleksandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Sonich V.P. Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters. Oil industry, 2016, issue 2, P. 38–43. (In Russ).
- Dobrynin V.M. Deformations and changes in the physical properties of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1970, 239 p. (In Russ).
- Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow – Izhevsk: Institute of computer science, 2004, 416 p. (In Russ).
- Badykov I.Kh., Baikov V.A., Borshchuk O.S. The software package “RN-KIM” as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. Nedropolzovanie XXI vek, 2015, issue 4, P. 96–103. (In Russ).
- Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Y., Habibullin I.L. Modeling of the reservoir pressure difference between injection and production wells in low permeable reservoirs. Bulletin of Bashkir University, 2016, issue 3, P. 537–544. (In Russ).
- Galkin S.V., Krivoshechekov S.N., Kozыrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G. Accounting of geomechanical layer properties in multi-layer oil field development. Journal of Mining Institute, 2020, Vol. 244, P. 408–417. (In Russ).
- Arps J.J. Analysis of decline curves. Transactions of the AIME, 1945, Vol. 160, P. 228–247. (In Eng).
- Fetkovich M.J. Decline curve analysis using type curves. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 1065–1077. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кардопольцева Алия Миннехановна, ведущий специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Kardopolceva Aliya Minnekhanovna, leading specialist of reservoir modeling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Штинов Владимир Анатольевич, эксперт отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Shtinov Vladimir Anatolevich, expert of reservoir modeling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Давлетбаев Альфред Ядгарович, кандидат физико-математических наук, начальник управления по моделированию и анализу исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия; доцент кафедры прикладной физики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Davletbaev Alfred Yadgarovich, candidate of physical and mathematical sciences, head of the department of the reservoir modeling and welltest analysis, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia; assistant professor of department of applied physics, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Минibaев Мурат Ринатович, старший специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: minibaevmr@bnipi.rosneft.ru

Minibaev Murat Rinatovich, senior specialist of reservoir modeling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: minibaevmr@bnipi.rosneft.ru

Асалхузина Гузьяль Фаритовна, главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Asalkhuzina Guzyal Faritovna, chief specialist, welltests department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Трофимов Вячеслав Евгеньевич, начальник управления по проектированию разработки месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Trofimov Vyacheslav Evgenyevich, chief specialist, welltests department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Щутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Shchutsky Grigoriy Anatolevich, chief manager, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of oil fields development department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia