

УДК 622.276

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ГРАНИЦЫ
РАЗДЕЛА ФАЗ «ЖИДКОСТЬ-ГАЗ»
ПРИ ОСТАНОВКЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

**MODELLING OF PRESSURE CHANGE AND “LIQUID-GAS” PHASE
BOUNDARY IN THE WELL DURING SHUTDOWN
FOR WELL TEST**

Чиглинцев И.А., Лепихин С.А.

**ФГБОУ ВПО «Башкирский государственный университет», филиал
г. Бирск, Российская Федерация**

**ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый
университет», «Сургутский институт нефти и газа», филиал г. Сургут,
Российская Федерация**

I.A. Chiglintsev, S.A. Lepikhin

**FSBEI HPE “Bashkir State University”, branch of Birsk,
the Russian Federation**

**FSBEI HPE “Tyumen State Oil and Gas University”,
“Surgut Oil and Gas Institute”, branch Surgut, the Russian Federation
e-mail: schnik@mail.ru**

Аннотация. Одним из наиболее распространённых методов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является метод регистрации кривой восстановления давления в остановленной скважине. Этот метод позволяет определять продуктивные характеристики и фильтрационно-емкостные свойства пластов и скважин. В случае закрытой скважины процесс восстановления давления сопровождается ростом «динамического уровня» (границы раздела фаз «жидкость-газ») и давления газа на устье скважины. При высоком газосодержании давление газа на

устье скважины может вырасти выше предельно допустимого значения, при котором возможны технические проблемы.

В работе на основе математического моделирования изучается динамика восстановления давления и изменение границы раздела жидкой и газовой фаз в скважине при ее остановке на гидродинамическое исследование. Рассматриваются случаи скважины при наличии и отсутствии насосно-компрессорной трубы (НКТ). Анализируются квазистационарный случай восстановления давления в скважине и случай восстановления давления в бесконечном пласте. Приводится сравнительный анализ расчетов с экспериментальными данными при изотермическом и адиабатическом поведении газа в скважине.

Предлагаемая модель позволит приближенно исследовать изменение «динамического уровня» и процесс восстановления давления в скважине, и требует дальнейшего уточнения с учетом выделения газа и расслоения жидкости в скважине.

Abstract. One of the most wide-spread methods of hydrodynamic well research is the method of registration of pressure build-up curve in the abandoned well. This method permits to determine productive features and filtration and capacity properties of strata and wells. In case of a shut-in well the pressure build-up process is accompanied by increase of “dynamic level” (boundary surface “liquid-gas”) and pressure at the wellhead. At high gas content the wellhead pressure may exceed maximum permissible value by which some technical problems at the wellhead are possible.

In this work the pressure build-up dynamics and changes in boundary surface of liquid and gas phases in the well during shutting-in for a hydrodynamic research are studied on basis of mathematical modeling. There are considered cases with or without oil-well tubing. A quasistationary case of pressure build-up in a well and a case of pressure build-up in an infinite reservoir are considered. A comparative analysis of calculations with experimental data at isothermal and adiabatic gas behavior in a well is given.

The offered model allows approximate analyzing of the change in the “dynamic level” and the process of pressure build-up in a well and needs further specification considering gas emission and liquid stratification in the well.

Ключевые слова: гидродинамическое исследование, моделирование, нефтегазовая скважина, восстановление давления.

Key words: well test, modelling, oil and gas well, pressure build-up.

Постановка задачи и основные уравнения

Пусть вертикальная скважина, закрытая на устье, заполнена пластовой жидкостью до сечения (границы раздела фаз «жидкость-газ») с координатой z_l (рисунок 1). Выше этой границы z_l находится газ. Такая конфигурация может реализоваться, например, при остановке нефтегазовой скважины после закрытия её на устье и после продолжительного отбора, длительностью $t^{(s)}$. Этот параметр $t^{(s)}$ будем называть характерным временем вертикального расслоения газожидкостной системы скважины. Для теоретического описания введем следующие параметры: H – высота скважины; h – высота открытого участка, причем $h \ll H$; h_l – высота столба жидкости в скважине ($h_l = z_l$, $h_l \gg h$); h_g – высота газового столба ($h_g = H - h_l$); P_w – давление в забое скважины; $P'(r, t)$ – распределение давления в пласте; P_y – устьевое давление.

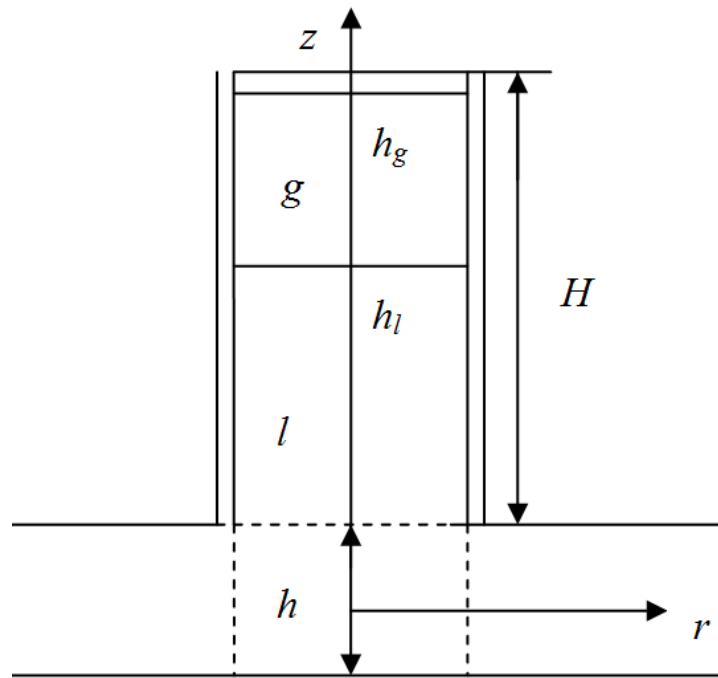


Рисунок 1. Принципиальная схема скважины без НКТ

Примем следующие гипотезы: в скважине для любого момента времени реализуется квазистационарное распределение давления, причем гидростатическим давлением в столбе газа, а также открытого участка будем пренебрегать. В соответствии с этими допущениями для давления в забое можем записать [1, 2]:

$$P_w = P_y + \rho_l h_l g, \quad (1)$$

где ρ_l – плотность жидкости, g – ускорение силы тяжести.

Для описания фильтрации жидкости в призабойной зоне запишем уравнение пьезопроводности [3]:

$$\frac{\partial P'}{\partial t} = \kappa^{(p)} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P'}{\partial r} \right) \quad (r_w < r < R), \quad (2)$$

$$\left(\kappa^{(p)} = \frac{k}{\varphi \mu_l c_t} \right).$$

Здесь k и φ – проницаемость и пористость пласта, μ_l и c_t – динамическая вязкость и общая сжимаемость пласта, r_w и R – радиус скважины и контура питания.

Решение уравнения (2) в общем случае должно удовлетворять следующим начальным и граничным условиям:

$$P'(r, 0) = P'_0(r), \quad (r_w < r < R) \quad (3)$$

$$P'(r_w, t) = P_w, \quad (4)$$

$$P'(R, t) = P'_0 \quad \text{или} \quad \left(\frac{\partial P'}{\partial r} \right)_R = 0. \quad (5)$$

Для описания динамики уровня жидкости в скважине, полагая, что отсутствует массообмен между жидкостью и газом, запишем уравнение сохранения массы как:

$$\rho_l \pi r_w^2 \frac{dh_l}{dt} = Q^{(m)}, \quad Q^{(m)} = \rho_l 2\pi r_w h \frac{k}{\mu_l} \left(\frac{\partial P'}{\partial r} \right)_{r_w}. \quad (6)$$

Полагая, что газ в скважине ведет себя по политропическому закону, для текущей высоты столба газа и давления газа можем записать:

$$\frac{P_g}{P_{g0}} = \left(\frac{h_{g0}}{h_g} \right)^n. \quad (7)$$

Здесь P_{g0} и h_{g0} – начальные значения давления и высоты «динамического уровня», n – показатель политропы (в предельных случаях $n = 1$ – при изотермическом решении, $n = \gamma$ – при адиабатическом решении). Приведенная система уравнений, с учетом известного начального распределения давления в пласте и начального уровня жидкости h_{l0} (или газа h_{g0}) позволяет в принципе определить процесс стабилизации в скважине до восстановления давления на забое до значения пластового давления.

Квазистационарный процесс восстановления давления в скважине

Рассмотрим процесс, априорно полагая, что характерное время восстановления давления \tilde{t} значительно больше характерного времени установления давления в пласте вокруг скважины $t^{(p)} = R^2 / \kappa^{(p)}$ ($\tilde{t} \gg t^{(p)}$). Тогда для распределения давления можем записать [4]:

$$P' = (P_w - P_0) \frac{\ln(R/r)}{\ln(R/r_w)} + P_0. \quad (8)$$

Подставляя это выражение в (6) получим:

$$\frac{dh_l}{dt} = 2(P_0 - P_w)hk / (r_w^2 \mu \ln(R/r_w)). \quad (9)$$

Используя выражения (1) и (7) уравнение (9) можно привести к виду:

$$\frac{dh_l}{dt} = 2 \left(P_0 - P_{g0} \left(\frac{H - h_{l0}}{H - h_l} \right)^n - \rho_l h_l g \right) hk / (r_w^2 \mu \ln(R/r_w)). \quad (10)$$

Рассмотрим случай, когда процесс в газовом столбе изотермический ($n=1$). Тогда, приравнивая к нулю правую часть уравнения (10), получим уравнение для высоты уровня жидкости h_{le} , при котором забойное давление P_w будет равно пластовому P_0 :

$$\rho_l h_{le} g + P_{g0} \frac{H - h_{l0}}{H - h_{le}} - P_0 = 0. \quad (11)$$

Разрешая, это уравнение относительно h_{le} получим:

$$h_{le} = H - h_{ge}, \quad h_{l0} = H - h_{g0},$$

$$h_{ge} = \frac{1}{2} \left(H - \frac{P_0}{\rho_l g} \right) + \sqrt{\frac{1}{4} \left(H - \frac{P_0}{\rho_l g} \right)^2 + \frac{P_{g0} h_{g0}}{\rho_l g}}. \quad (12)$$

При расчетах показатель политропы полагался равным $n=1$, что соответствует изотермическому процессу. Высота самой скважины H была

принята равной 2700 м, высота нефтяного уровня в начальный момент времени t_0 соответственно 1200 м. В качестве газа был принят метан, давление которого до процесса поджатия равнялось атмосферному. Параметры скважины и пласта имели следующие значения: $r_w = 0,108$ м, $h = 20$ м, $R = 250$ м, $P_0 = 250$ атм. Процесс восстановления давления рассматривался с однофазным потоком, плотностью $\rho_l = 855$ кг/м³ и вязкостью $\mu = 1,5$ сПз. Проницаемость пласта принята равной 10 мД.

На рисунке 2а представлена динамика роста столба нефти в закрытой скважине; штриховая линия соответствует высоте скважины, а сплошная уровню нефти. Из рисунка видно, что в течение одних суток, нефть в обсадной колонне устанавливается на постоянном уровне приблизительно равным 2650 м, при этом изменение высоты столба нефти составляет 1450 м.

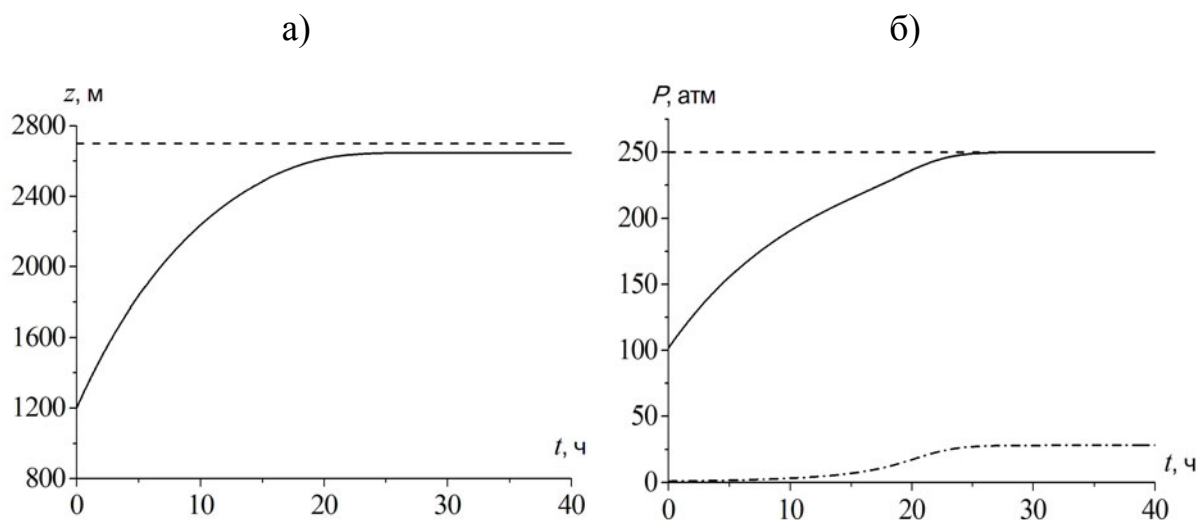


Рисунок 2. Динамика изменения уровня нефти в скважине (а) и восстановления давления на устье скважины и в зоне забоя (б)

На рисунке 2б показана динамика восстановления давления на устье скважины и в нефтеносном пласте; штриховая линия соответствует давлению на контуре питания, сплошная – в зоне забоя, штрихпунктирная – на устье. По истечении одних суток, давление в области забоя изменяется от первоначального 102 атм. до равного пластовому 250 атм. В этот момент приток нефти в скважину

прекращается, при этом давление газа на устье изменится с первоначального 1 атм. до 30 атм., что в свою очередь, является допустимым значением для эксплуатации нефтедобывающих скважин.

Восстановление давления в случае НКТ

Рассмотрим общий случай, когда в обсаженном участке скважины имеется НКТ (рисунок 3). Пусть вблизи участка скважины межтрубное пространство между обсадной колонной и внутренней трубой (НКТ) герметично закрыто. Параметры газа и жидкости, относящиеся к межтрубному пространству (МТП) будут снабжены нижним индексом 1.

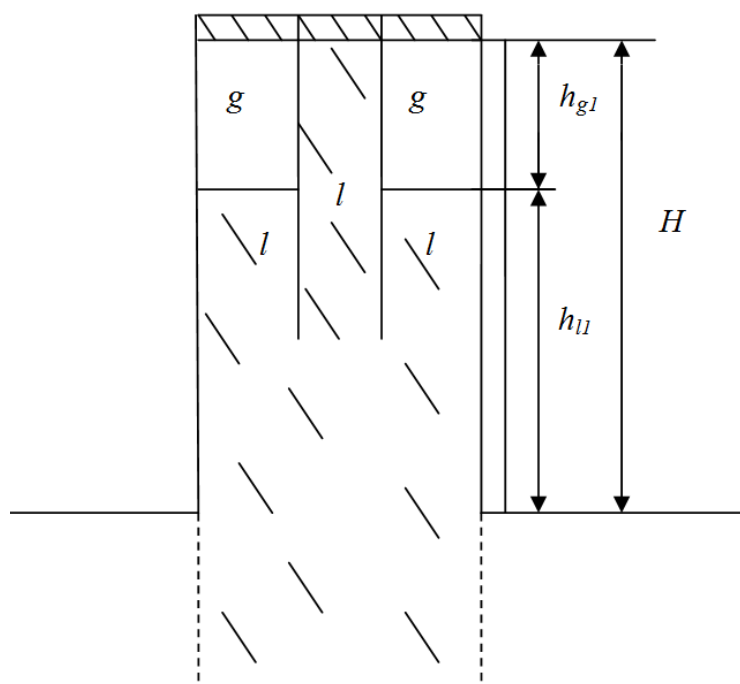


Рисунок 3. Принципиальная схема скважины с НКТ

Полагая, что уровень нижнего конца НКТ выше уровня открытого участка скважины запишем уравнение сохранения массы жидкости находящейся в МТП:

$$\rho_l S_1 \frac{dh_{l1}}{dt} = Q^{(m)}, \quad (S_1 = \pi(r_w^2 - r_1^2)). \quad (13)$$

Здесь r_1 – внешний радиус НКТ, $Q^{(m)}$ – определяется аналогично вышеприведенной формулой (6).

С другой стороны можем записать формулу, связывающую забойное давление и давление жидкости в МТП:

$$P_w = P_{g1} + \rho_l g h_{l1}. \quad (14)$$

Принимая политропический закон для поведения газа в скважине, можем записать следующую формулу, аналогично с (7), как:

$$\frac{P_{g1}}{P_{g10}} = \left(\frac{h_{g1}}{h_{g10}} \right)^n \quad (15)$$

Учитывая, что

$$h_{g1} = H - h_{l1} \quad (16)$$

и используя уравнение (8) для распределения давления в пласте вокруг скважины, из уравнения (13) получим:

$$\rho_l S_1 \frac{dh_{l1}}{dt} = 2\pi(P_0 - P_w)hk / (r_w^2 \mu \ln(R / r_w)) \quad (17)$$

При этом, для текущего значения давления на забое скважины на основе (14)-(16) имеем:

$$P_w = P_{g10} \left(\frac{H - h_{l10}}{H - h_{l1}} \right)^n + \rho_l g h_{l1}. \quad (18)$$

Уравнение (17) с учетом выражения (18) позволяет описать изменение высоты столба жидкости h_{l1} в процессе восстановления давления в пласте.

Приравнивая правую часть (17) к нулю и учитывая при этом (18) получим уравнение, описывающее уровень жидкости h_{l1e} в МТП, для состояния равновесия после которого восстанавливается давление в пласте:

$$P_{g10} \left(\frac{H - h_{g10}}{H - h_{g1e}} \right)^n + \rho_l g h_{l1e} - P_0 = 0. \quad (19)$$

Это уравнение (19) позволяет определить уровень жидкости в скважине, а также давление газа P_{g1e} на устье скважины, если известен уровень жидкости для исходного состояния после остановки скважины.

Восстановление давления в бесконечном пласте

Рассмотрим случай, когда за время t функционирования скважины конечность размеров пласта (контура питания) слабо сказывается. Это означает, что характерный радиус пласта R удовлетворяет условию:

$$R \gg \sqrt{\kappa^{(p)} t}. \quad (20)$$

Как известно, основное уравнение фильтрации (2) имеет замечательное аналитическое решения, соответствующее режиму отбора жидкости с постоянной объемной мощностью $Q^{(V)}$. Это решение имеет вид [5]:

$$P' - P_0 = -\frac{Q^{(V)} \mu_l}{2\pi kh} \int_{r^2/4\kappa^{(p)} t}^{\infty} \frac{e^{-U}}{U} dU. \quad (21)$$

Интеграл в этой формуле называется интегрально-показательной функцией (или функцией Эйлера) и имеет специальное обозначение:

$$-Ei(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-U}}{U} dU.$$

Тогда решение (21) можно записать как:

$$P' - P_0 = -\frac{Q^{(V)} \mu_l}{2\pi kh} \left(-Ei \left(-\frac{r^2}{4\kappa^{(p)} t} \right) \right). \quad (22)$$

Функция Эйлера при $x \ll 1$ имеет асимптоту:

$$-Ei(-x) = \ln \frac{1}{x} - 0,5772. \quad (23)$$

Оказывается данное приближение, при $x \ll 1$ для реальных задач нефтедобычи всегда выполняется. Тогда вместо (22) запишем:

$$P' - P_0 = -\frac{Q^{(V)} \mu_l}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\mathfrak{K}^{(p)} t}{r^2} - 0,5772 \right). \quad (24)$$

Отсюда, полагая $r = r_w$, получим выражение для значения давления в забое скважины:

$$P_w - P_0 = -\frac{Q^{(V)} \mu_l}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\mathfrak{K}^{(p)} t}{r_w^2} - 0,5772 \right). \quad (25)$$

Данные точные решения связывают давление в забое скважины и постоянный расход жидкости при $\mathfrak{K}^{(p)} t \gg r_w^2$ ($x \ll 1$).

В дальнейшем, как некоторое приближение будем использовать уже зависимость переменного расхода $Q^{(V)}$ от значения давления в забое скважины P_w . В соответствии с этим допущением тогда для массового расхода жидкости из скважины $Q^{(m)}$ можем записать:

$$Q^{(m)} = \rho_l Q^{(V)} = \frac{4\pi kh \rho_l}{\mu_l} (P_0 - P_w) / \left(\ln \frac{4\mathfrak{K}^{(p)} t}{r_w^2} - 0,5772 \right). \quad (26)$$

Используя эту формулу для $Q^{(m)}$ в уравнении (26) можно также рассчитывать процесс восстановления давления при закрытии скважины на устье. Пусть к моменту закрытия $t = t_0$, отсчитываемого с момента эксплуатации скважины, по промысловым данным известны дебиты скважины $Q_0^{(V)}$, давление в забое скважины P_{w0} . Считаем, что эти три параметра t_0 , $Q_0^{(V)}$ и P_{w0} связаны решением (25). В частности по известным значениям $Q_0^{(V)}$ и P_{w0} на основе (25) определяем начало отсчета времени t_0 .

На рисунке 4а представлена динамика восстановления давления в зоне забоя скважины. Штриховая линия соответствует расчету для квазистационарного случая, а сплошная для бесконечного пласта с учётом переменного дебита. Изменение дебита определялось из выражения (27) полученного с помощью принципа суперпозиции, наложением действий источника и стока [5]:

$$P_w = P_0 - \frac{Q^{(r)} \mu}{4\pi kh} \ln \frac{t_0 - t}{t}. \quad (27)$$

Давление в зоне забоя для (27) рассчитывалось из условия гидростатического равновесия (1), которое приводилось выше. Начало отсчета t_0 , определялось из выражения (25) для начального значения дебита $90 \text{ м}^3/\text{сут}$, на которое вышла скважина за время своей работы до начала ее остановки. При этом начальное забойное давление во всех случаях считалось одним и тем же и равным 102 атм . Начальные значения и параметры для нефти, скважины и пласта были приняты такими же, как в разделе 2. Коэффициент проницаемости $\kappa^{(p)}$ считали равным $0,1 \text{ м}^2/\text{с}$.

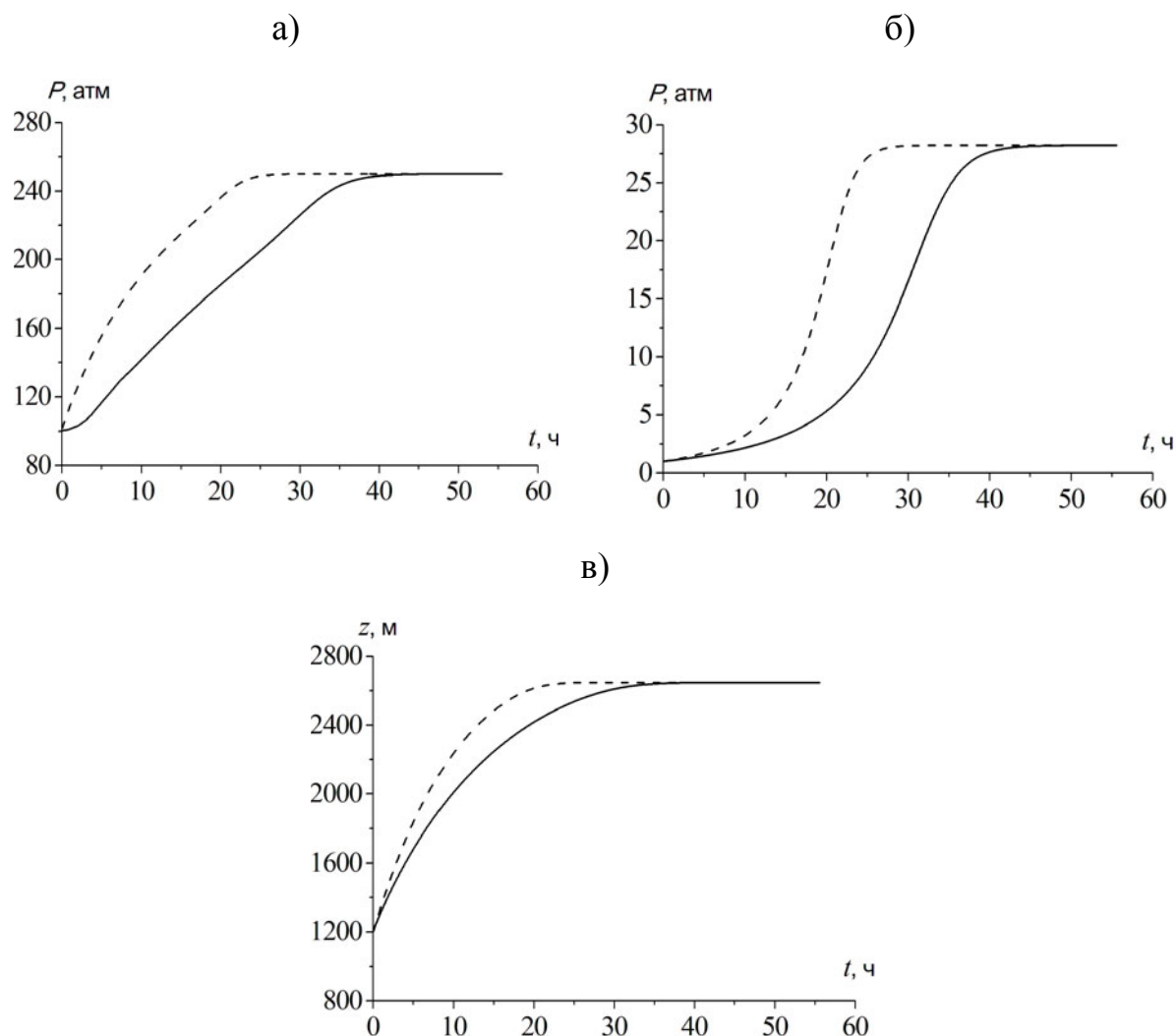


Рисунок 4. Динамика восстановления давления в зоне забоя: (а) и в устье скважины (в), изменение высоты столба жидкости со временем (б): штриховая линия – квазистационарный случай; сплошная – случай бесконечного пласта

Как видно из рисунка 4а, процесс восстановления давления в зоне забоя в случае бесконечного пласта происходит на 0,5 суток позже, по сравнению с квазистационарным. На рисунках 4б и 4в представлена картина изменения «динамического уровня» в закрытой скважине и восстановление устьевого давления.

Полученные результаты показывают, что наиболее обоснованной моделью для описания процесса восстановления давления является квазистационарный случай, так как в случае бесконечного пласта для характерных времен восстановления давления не выполняется неравенство (20).

Анализ и сравнение расчета с промысловыми данными

Рассмотрим данные полученные при проведении ГДИС скважины 5203 Правдинского месторождения и сравним их с численным расчетом. Расчет проводился по времени до 10 часов для квазистационарного случая восстановления давления в закрытой скважине с учетом изотермического и адиабатического процесса. При этом были приняты следующие начальные значения и параметры для однофазного потока нефти, скважины и пласта, соответствующие экспериментальным: $P_{g0} = 32,5$ атм., $z_{l0} = 1716$ м, $P_w = 107$ атм., $\mu_l = 1,59$ сПз, $\rho_l = 866$ кг/м³, $H = 2687$ м, $r_w = 0,0655$ м, $h = 5$ м, $R = 216$ м, $P_0 = 217$ атм., $k = 38$ мД, где z_{l0} – глубина уровня раздела фаз «жидкость-газ», отсчитываемая с поверхности земли в начальный момент времени.

На рисунке 5а представлена кривая восстановления динамического уровня для изотермического процесса. Как видно из рисунка по истечении 10 часов после остановки скважины глубина границы раздела двух фаз по замеренным данным составила 1100 м. В свою очередь расчет приводит к значению в 900 м, что на 18% отличается от эксперимента. На рисунке 5б показана динамика восстановления давления на устье. В данном случае

процесс выделения газа не рассматривался. Как показывает теория, давление на устье превышает экспериментальные данные на 40% на момент окончания расчета и это значение превышает предельно критическое.

Проведенные численные результаты показывают значительное отклонение от экспериментальных данных. Были проведены расчеты для другой предельной ситуации, полагая, что поведение газа в скважине удовлетворяет адиабате Пуассона с показателем политропы $\gamma = 1,3$. Результаты расчетов представлены на рисунках 5в и 5г.

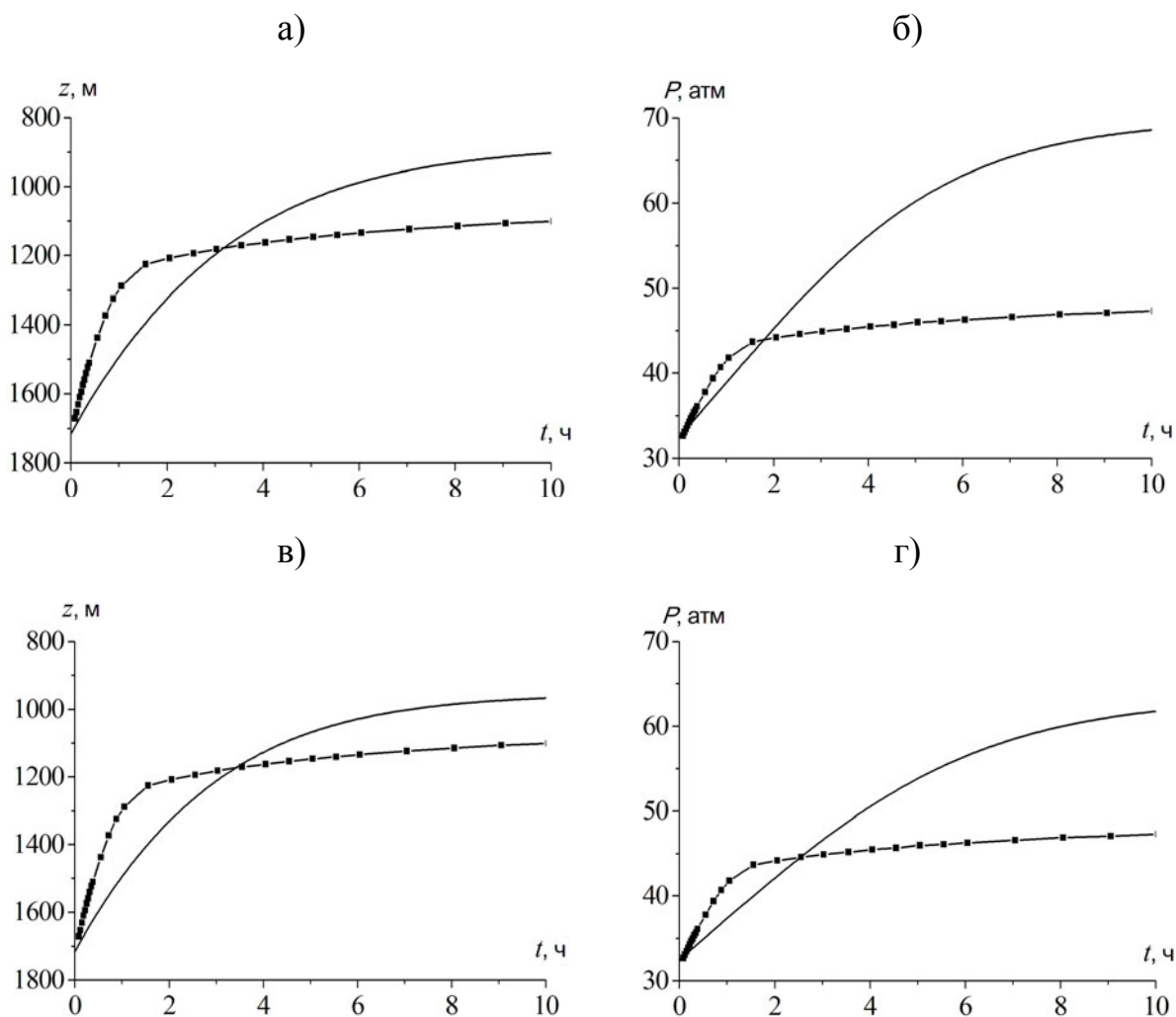


Рисунок 5. Экспериментальная и расчетная кривые восстановления динамического уровня и устьевого давления в скважине для изотермического (а, б) и адиабатического (в, г) процессов: сплошная линия соответствует численным расчетам, линия с маркерами экспериментальным данным

Из полученных расчетов видно, что уровень столба нефти и динамика восстановления давления на устье остановленной скважины несколько приближается к экспериментальным значениям, но все равно их значительно превышает. Это обстоятельство, по-видимому, связано с тем, что предполагаемая схема расчета не учитывает процесс выхода свободного газа из столба жидкости в скважине. Вследствие чего, построенная модель требует дальнейшего уточнения с рассмотрением процесса сепарации в столбе нефтяной жидкости и свойств пласта.

Выводы

В работе развита методика гидродинамических исследований по кривым восстановления давления, позволяющая определить рост устьевого давления в остановленной скважине и уровень раздела фаз «жидкость-газ». Предложенная математическая модель, в которой забойное давление определяется через гидростатическое равновесие, приближенно описывает изменение (эволюцию) «динамического уровня» и давления газа на устье скважины. При этом требуется дальнейшее уточнение построенной модели с учетом расслоения жидкости.

Показана возможность применения разработанной модели для определения забойного и устьевого давления для бесконечного пласта с учетом переменного дебита жидкости.

Полученные результаты, могут быть использованы для предупреждения технических проблем с ростом давления газа на устье выше критического давления (например, выше давления опрессовки кабельного ввода на устье скважины).

Список используемых источников

- 1 Подземная гидравлика / Басниев К.С. [и др.]. М.: Недра, 1986. 303 с.
- 2 Рабинович Е.З. Гидравлика. М.: Гостехиздат, 1956. 201 с.

3 Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений/ Под ред. Г.Г. Вахитова. М.: Недра, 1985. 271 с.

4 Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Ижевск: НИЦ, 2001. 736 с.

5 Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 304 с.

References

1 Podzemnaya gidravlika / Basniev K.S., [i dr.]. M.: Nedra, 1986. 303 s. [in Russian].

2 Rabinovich E.Z. Gidravlika. M.: Gostexizdat, 1956. 201 s. [in Russian].

3 Alishaev M.G., Rozenberg M.D., Teslyuk E.V. Neizotermicheskaya filtraciya pri razrabotke neftyanyx mestorozhdenij/ Pod red. G.G. Vaxitova. M.: Nedra, 1985. 271 s. [in Russian].

4 Shhelkachev V.N., Lapuk B.B. Podzemnaya gidravlika. Izhevsk: NIC, 2001. 736 s. [in Russian].

5 Shagiev R.G. Issledovanie skvazhin po KVD. M.: Nauka, 1998. 304 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Чиглинцев И.А., канд. физ.-мат. наук, ассистент кафедры технологического образования, ФГБОУ ВПО БашГУ, филиал, г. Бирск, Российская Федерация

I.A. Chiglintsev, Candidate of Physic and Mathematic Sciences, Assistant Professor of the Chair of Technological Education, Birsk branch of FSBEI HPE “Bashkir State University”, Birsk, the Russian Federation

e-mail: schnik@mail.ru

Лепихин С.А., канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры естественнонаучных дисциплин, ФГБОУ ВПО ТГНГУ, филиал г. Сургут, Российская Федерация

S.A. Lepikhin, Candidate of Physic and Mathematic Sciences, Associate Professor of the Chair of Natural Sciences, Surgut Oil and Gas Institute (branch) FSBEI NPE "Tyumen State Oil and Gas University", Surgut, the Russian Federation