

УДК 622.276.24

ИССЛЕДОВАНИЕ ДРЕНИРОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С НЕПРЕРЫВНЫМ ВЫДЕЛЕНИЕМ ИЗ НЕФТИ ГАЗА

THE STUDY OF DRAINAGE OF AN OIL RESERVOIR WITH THE CONTINUOUS RELEASE OF GAS FROM OIL

Петрушин Евгений Олегович

Начальник промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа. Описано установившееся движение газированной жидкости в пористой среде и неустойчивое радиальное движение газированной жидкости в пористой среде. Рассчитан приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления. Приведен приближенный метод учета интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов. Показана разработка месторождений при режимах растворенного газа и газонапорном.

Ключевые слова: установившееся движение газированной жидкости в пористой среде; неустойчивое радиальное движение газированной жидкости в пористой среде; приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления; приближенный метод учета интерференции; метод учета темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов; разработка месторождений при режиме растворенного газа; разработка месторождений при газонапорном режиме.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Head of oil and gas trade,
JSC «Pechoranefit»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor of applied
mathematicians department,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Annotation. The article deals with the drainage of oil deposits with the continuous release of gas from oil. Steady motion of a carbonated liquid in a porous medium and unsteady radial motion of a carbonated liquid in a porous medium are described. The inflow of carbonated oil into the wells is calculated taking into account the change in the properties of the formation fluid from the pressure. Approximate method of taking into account interference and rates of commissioning of wells in the development of heterogeneous reservoirs is presented. The development of deposits under the conditions of dissolved gas and gas pressure is shown.

Keywords: steady-state motion of a carbonated liquid in a porous medium; unsteady radial motion of the carbonated liquid in a porous medium; inflow of carbonated oil to the wells, taking into account changes in the properties of the formation fluid from the pressure; approximate method of accounting for interference; method of taking into account the rates of commissioning of wells in operation in the development of heterogeneous reservoirs; development of deposits under the regime of dissolved gas; development of deposits under the gas-pressure regime.

Введение

В условиях режима растворенного газа вытеснение нефти из пласта к скважинам происходит за счет энергии газа, выделяющегося из нефти при понижении давления ниже давления насыщения. Так как газ растворен по всей нефтенасыщенной области, то, очевидно, в процессе разработки залежи такого типа скважины должны быть размещены так, чтобы в равной степени можно было бы использовать пластовую энергию. Если соблюдать это условие, то можно получить такое размещение скважин, при котором каждая из них (пущенная в эксплуатацию в одно и то же время) будет эксплуатировать свой удельный объем пласта или свою удельную площадь дренирования. Каждый такой объем или каждая удельная площадь дренирования условно ограничены так называемыми нейтральными линиями, на которых градиент давления должен быть равным нулю. Форма удельной площади зависит от принятой сетки размещения скважин: треугольной, прямоугольной (квадратной), либо неравномерной (в соответствии с неоднородностью пласта).

Поскольку залежь, на которой расположены скважины, условно разделена на элементарные удельные объемы (площади), то, очевидно, достаточно первоначально изучить работу лишь одной (типовой скважины), обслуживающей один (свой) удельный объем. Это значительно упрощает гидродинамические расчеты. Однако при этом не учитывается интерференция скважин, такое допущение приводит к значительным погрешностям при оценке технологических показателей разработки и в особенности при одновременном вводе скважин в эксплуатацию.

Установившееся движение газированной жидкости в пористой среде

Под неоднородной жидкостью в подземной гидравлике понимается газированная жидкость (смесь жидкости и пузырьков газа), смесь нефти и воды, смесь нефти, воды и газа. Последняя, в отличие от первых двух, представляющих двухкомпонентные системы, является трехкомпонентной системой, поскольку она содержит три разных фильтрующихся компонента нефть, воду и газ.

Уравнения расхода жидкой $Q_{ж}$ и газообразной $Q_{г}$ фаз газированной жидкости в дифференциальной форме имеют вид:

$$Q_{ж} = -\frac{k_{ж} \cdot F}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dp}{dL}; \quad (1)$$

$$Q_{г} = -\frac{k_{г} \cdot F}{\mu_{г}} \cdot \frac{dp}{dL} \cdot p' + Q_{ж} \cdot p', \quad (2)$$

где $Q_{ж}$ – объемный расход жидкой фазы газированной жидкости, движущейся в направлении L ; F – площадь нормального к направлению L сечения пласта, причем $F = F(L)$; $Q_{г}$ – приведенный к атмосферному давлению объемный расход газа (свободного и растворенного) через сечение F пласта; $p' = \frac{p}{p_{атм}}$, причем $p_{атм}$ – атмосферное давление.

Процесс фильтрации газированной жидкости принят изотермическим; кроме того, предполагается, что газ подчиняется закону идеальных газов, растворение газа в жидкости происходит по закону парциальных давлений и вязкости газа $\mu_{г}$ и жидкости $\mu_{ж}$ меняются при изменении давления.

Обозначим через $\Gamma = \frac{Q_{г}}{Q_{ж}}$ газовый фактор. Разделив расход газа (2) на расход жидкости (1) и учитывая, что в условиях установившейся фильтрации газовый фактор постоянен, имеем:

$$\Gamma = p' \cdot \left[\frac{k_{г}}{k_{ж}} \cdot \frac{\mu_{ж}}{\mu_{г}} + \chi \right] = \text{const}. \quad (3)$$

Отсюда:

$$k_{г} = k_{ж} \cdot \frac{\mu_{г}}{\mu_{ж}} \cdot \left(\frac{\Gamma}{p'} - \chi \right). \quad (4)$$

Уравнение (4) выражает связь между эффективными проницаемостями для газа $k_{г}$ и жидкости $k_{ж}$, газовым фактором Γ и давлением p .

Обозначим:

$$\alpha = \frac{\mu_{г}}{\mu_{ж}}, \quad (5)$$

и введем функцию $G(S)$. Тогда уравнение (4) приводится к виду:

$$\Gamma \cdot \frac{\mu_{г}}{\mu_{ж}} = p'^{[G(S)+\alpha]}. \quad (6)$$

Обозначая левую часть уравнения (6) через постоянную ξ :

$$\xi = \frac{\mu_{ж} \cdot \Gamma}{\mu_{г}} \quad (7)$$

получим:

$$\xi = p' \cdot [G(S) + \alpha]. \quad (8)$$

Из формулы (8) имеем:

$$p' = \frac{\xi}{G(S) + \alpha} \quad (9)$$

или

$$p^* = \frac{1}{G(S) + \alpha}, \quad (10)$$

где

$$p^* = \frac{p'}{\xi}. \quad (11)$$

Формула (10) позволяет построить зависимость между безразмерным давлением p^* и насыщенностью жидкостью порового пространства S . Задаваясь различными значениями S и соответствующими им значениями $G(S)$ (в зависимости от того, какими породами представлена пористая среда) и зная величину α для данных жидкости и газа, вычисляем по уравнению (10) давление p^* .

На рисунке 1 приведены полученные экспериментально зависимости фазовых проницаемостей для жидкости и газа от насыщенности S жидкостью порового пространства неоднородных несцементированных пескопроницаемость которых для однородной жидкости $k = 17,8$ Дарси.

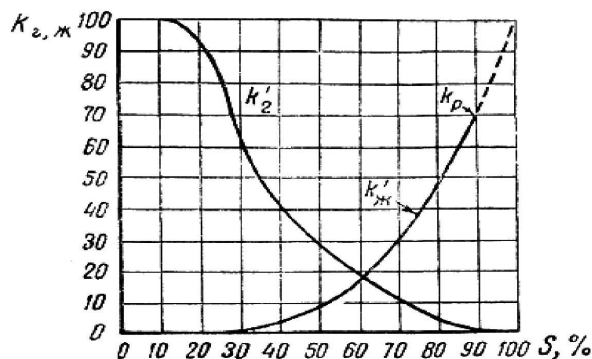


Рисунок 1 – Зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности жидкостью порового пространства несцементированных песков

На рисунке 2 показана кривая $p^* = p^*(S)$, построенная нами на основании кривых рисунка 1, причем $\alpha = 0,015$.

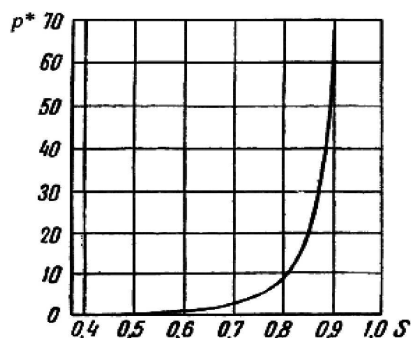


Рисунок 2 – Зависимость между безразмерным давлением p^* и насыщенностью жидкостью порового пространства S для несцементированных песков

На рисунке 3 показана зависимость фазовой проницаемости $K'_{ж}$ от безразмерного давления p^* при фильтрации газированной жидкости в нецементированных песках.

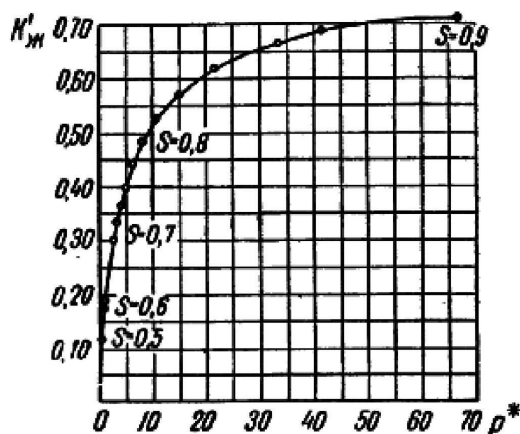


Рисунок 3 – Зависимость фазовой проницаемости $K'_{ж}$ от безразмерного давления p^* при фильтрации газированной жидкости в нецементированных песках

Как видно из рисунка 3, чем выше давление в пласте p^* , тем больше величина фазовой проницаемости для жидкости $K'_{ж}$, а, следовательно, больше дебит скважин. Отсюда вытекает, что эксплуатацию скважин выгоднее вести при более высоких давлениях в пласте.

На рисунке 4 приведен характер зависимости газового фактора при пластовом давлении от насыщенности жидкостью порового пространства.

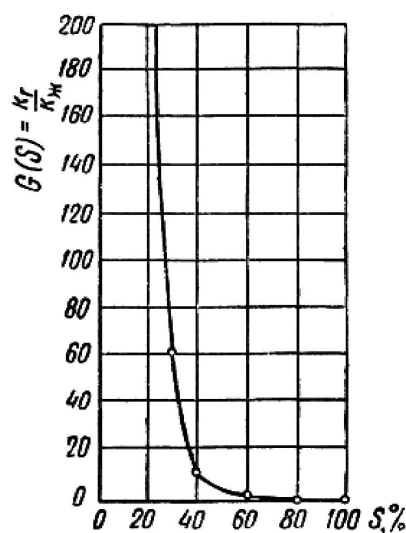


Рисунок 4 – Характер зависимости газового фактора при пластовом давлении от насыщенности жидкостью порового пространства

Так как для обеспечения притока нефти к забою скважин необходимо создание депрессии $\Delta p = p_k - p_c$, причем с ростом депрессии дебит скважин увеличивается (см. рис. 5), то для повышения добычи более эффективным средством является увеличение депрессии за счет повышения пластового (контурного) давления p_k , но не путем снижения забойного давления p_c . Повышение пластового давления достигается закачкой воды за контур нефтеносности либо газа в сводовую часть пласта. Из сказанного также можно сделать вывод о незначительной эффективности интенсификации добычи нефти путем создания на скважинах вакуума.

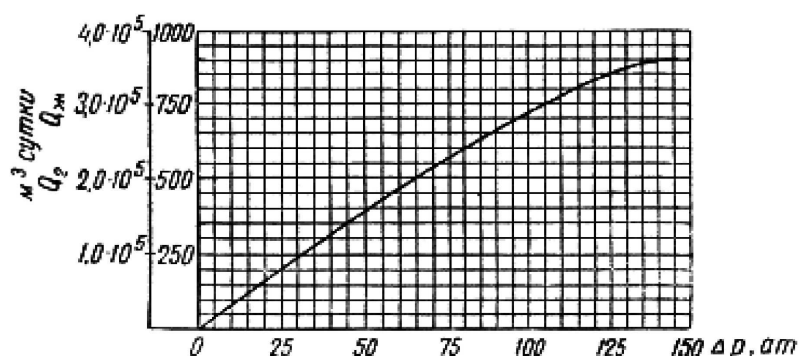


Рисунок 5 – Индикаторная кривая зависимости дебита жидкости и газа от депрессии при установившейся фильтрации газированной жидкости в несцементированных песках

Допустим, что существует некоторая функция давления H , которая, будучи подставлена в уравнение, выражающее линейный закон фильтрации, вместо давления p , делает это уравнение справедливым для скорости $v_{ж}$ фильтрации жидкой фазы газированной жидкости, иными словами, предположим, что

$$v_{ж} = \frac{k}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dH}{dL} \quad (12)$$

Скорость фильтрации жидкой фазы газированной жидкости $v_{ж} = \frac{Q_{ж}}{F}$ определяется так:

$$v_{ж} = \frac{k_{ж}}{\mu_{ж}} \cdot \frac{dp}{dL} \quad (13)$$

Задаваясь различными значениями p^* , не трудно найти отвечающие им величины интеграла (14) как площади, ограниченные кривой $K'_{ж} = K'_{ж}(p^*)$ осью абсцисс и ординатами, соответствующими значениям p^* . Располагая этими величинами H^* , легко построить кривую зависимости H^* от безразмерного давления p^* :

$$H^* = \int_0^{p^*} K'_{ж} \cdot dp^* \quad (14)$$

На рисунке 6 приведена кривая $H^* = H^*(p^*)$ для несцементированных песков.

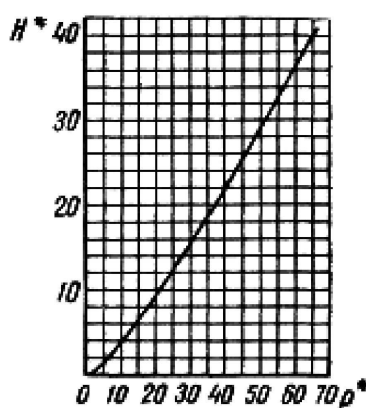


Рисунок 6 – Зависимость значений функций H^* от безразмерного давления p^* для несцементированных песков

Таким образом, интересующая функция H действительно существует и определить ее значение не представляет большого труда, если известно давление p . Исходя из изложенного, легко найти формулы расхода жидкости и распределения давления в пласте при установившейся фильтрации газированной жидкости. Для этого достаточно в формулы расхода и распределения давления в пласте при установившейся фильтрации несжимаемой жидкости вместо давления p подставить отвечающие ему значения H .

Неустановившееся радиальное движение газированной жидкости в пористой среде

Ввиду чрезвычайной сложности реальных процессов фильтрации пластовых флюидов построить полностью подобные физические или геометрические модели невозможно. Поэтому в большинстве случаев ограничиваются приближенным моделированием фильтрационных течений, позволяющим обеспечить адекватное математическое описание процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. Изучение этого процесса может проводиться на упрощенных (идеализированных) моделях-схемах одномерных и не одномерных фильтрационных потоков при установившихся или неустановившихся режимах. При изучении фильтрационных потоков жидкости и газа в природных пластах должна быть проведена такая схематизация геометрической формы движения, которая позволяет создать расчетные схемы, учитывающие основные эффекты и позволяющие определить параметры течения.

При изучении элементарных фильтрационных потоков основными являются модели установившейся и неустановившейся фильтрации однофазных флюидов (несжимаемых или сжимаемых) в однородной (изотропной) пористой среде. Эти модели являются классическими и позволяют изучать фильтрационные течения методами математической физики. Однако необходимость решения более сложных не одномерных задач фильтрации жидкостей, газов и их смесей в природных пластах потребовала создания более совершенных математических моделей, основанных на лучшем знании и понимании гидродинамических и физико-химических процессов, происходящих в залежи при ее разработке. Использование этих моделей, как правило, связано с применением численных методов и современной вычислительной техники. Статья посвящена изучению простейших одномерных установившихся потоков жидкости и газа в пористой среде по линейному и нелинейному закону фильтрации. Одномерным называется фильтрационный поток жидкости или газа, в котором скорость фильтрации, давление и другие характеристики течения являются функциями только одной координаты, отсчитываемой вдоль линии тока. Наиболее характерными, применительно к процессам фильтрации нефти, воды и газа, одномерными потоками являются:

- прямолинейно-параллельный фильтрационный поток;
- плоскорадиальный фильтрационный поток;
- радиально-сферический фильтрационный поток.

Приведем краткое описание этих потоков.

Прямолинейно-параллельный фильтрационный поток. Предположим, что при фильтрации флюида траектории всех частиц параллельны, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного линиям тока) сечения равны друг другу. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока одинаковы, а поэтому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий, которую можно принять за ось координат ось x . Прямолинейно-параллельный поток имеет место в лабораторных условиях при движении жидкости или газа через цилиндрический керн или через прямую трубу постоянного диаметра, заполненную пористой средой; на отдельных участках продуктивного пласта при движении жидкости к батарее скважин, если пласт постоянной толщины имеет в плане форму прямоугольника (рис. 7). Линии тока будут искривляться только вблизи скважин. Если уплотнить сетку скважин в батарее заменить батарею сплошной прямолинейной выработкой галереей, то движение к галерее будет строго прямолинейно-параллельным. Поток можно считать прямолинейно-параллельным на некотором участке между нагнетательной и добывающей батареями скважин.

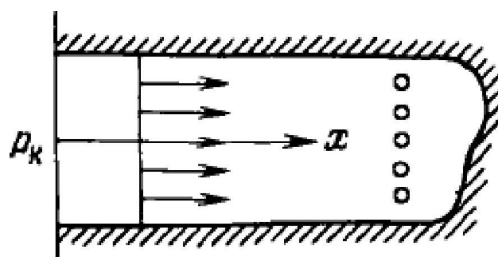


Рисунок 7 – Схема прямолинейно-параллельного потока к батарее скважин

Пласт, в котором имеет место прямолинейно-параллельный поток, удобно схематизировать в виде прямоугольного параллелепипеда высотой h (толщина пласта), шириной B и длиной L (рис. 8). Левая грань является контуром питания, здесь давление постоянно и равно P_k , правая грань – поверхность стока (галерея) с давлением P_e . Все остальные грани непроницаемы.

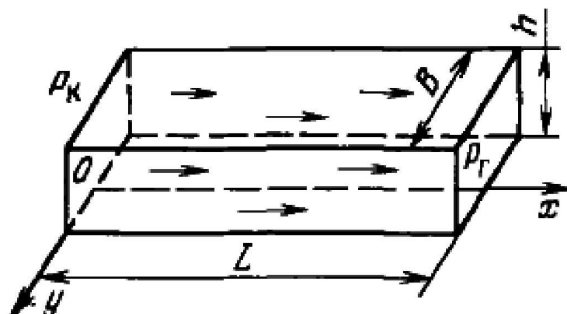


Рисунок 8 – Схема прямолинейно-параллельного течения в пласте

Плоскорадиальный фильтрационный поток. Предположим, что имеется горизонтальный пласт постоянной толщины h и неограниченной или ограниченной протяженности. В пласте пробурена одна скважина, вскрывшая его на всю толщину и имеющая открытый забой. При отборе жидкости или газа их частицы будут двигаться по горизонтальным траекториям, радиально сходящимся к скважине. Такой фильтрационный поток называется плоскорадиальным. Картина линий тока в любой горизонтальной плоскости будет одинакова, и для полной характеристики потока достаточно изучить движение флюида в одной горизонтальной плоскости. В *плоскорадиальном* одномерном потоке давление и скорость фильтрации в любой точке зависят только от расстояния r данной точки от оси скважины.

На рисунке 9а приведена схема плоскорадиального фильтрационного потока. Схематизируемый пласт ограничен цилиндрической поверхностью радиусом R_k (контуром питания), на которой давление постоянно и равно p_k ; на цилиндрической поверхности скважины радиусом r_c (забой скважины) давление равно p_c . Кровля и подошва пласта непроницаемы. На рисунке 9б приведены сечение пласта горизонтальной плоскостью и радиальные линии тока, направленные к скважине. Если скважина не добывающая, а нагнетательная, то направление линий тока надо изменить на противоположное.

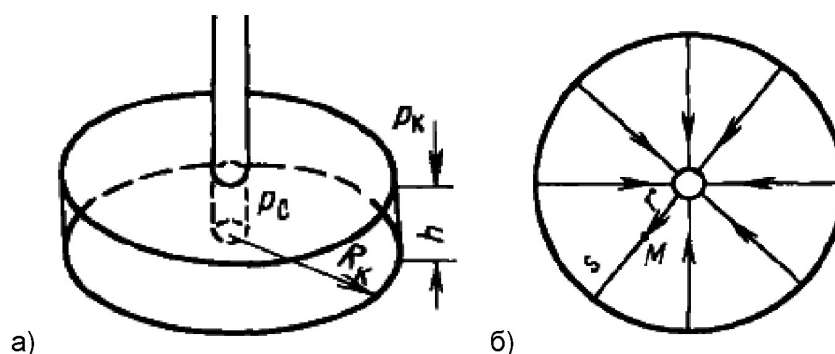


Рисунок 9 – Схема плоскорадиального потока в круговом пласте: а) общий вид; б) план

Радиально-сферический фильтрационный поток. Рассмотрим схему пласта неограниченной толщины с плоской горизонтальной непроницаемой кровлей. Скважина сообщается с пластом, имеющим форму полусферы радиусом R_k (рис. 10). При эксплуатации такой скважины траектории движения всех частиц жидкости или газа в пласте будут прямолинейными в пространстве и радиально сходящимися в центре полусферического забоя, в точке O . В таком установившемся потоке давление и скорость в любой его точке будут функцией только расстояния этой точки от центра полусферы.

Следовательно, этот фильтрационный поток является также одномерным и называется *радиально-сферическим*. Такой поток может реализовываться вблизи забоя, когда скважина вскрывает только самую кровлю пласта или глубина вскрытия h значительно меньше толщины пласта.

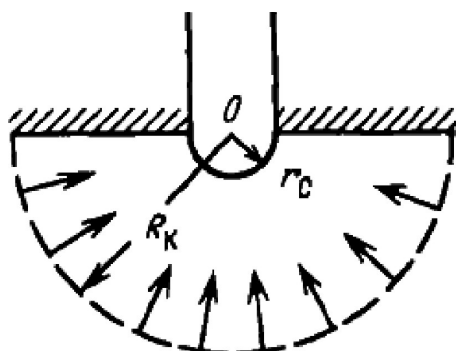


Рисунок 10 – Вертикальное сечение радиально-сферического фильтрационного потока

Описанные схемы одномерных фильтрационных потоков позволяют создавать простейшие модели реальных течений, возникающих при разработке нефтегазовых месторождений и решать практические задачи. Задача исследования установившегося фильтрационного потока заключается в определении следующих характеристик: дебита (или расхода), давления, скорости фильтрации в любой точке потока, а также установление закона движения частиц жидкости или газа вдоль их траекторий и определение средневзвешенного по объему порового пространства пластового давления.

Между процессами, происходящими в газовой залежи и в нефтяной залежи в период эксплуатации в условиях соответственно газового режима и режима растворенного газа, имеется много общего. В обоих случаях единственной энергией, за счет которой происходит продвижение жидкостей и газов из пласта к скважинам, является энергия сжатого газа (влиянием силы тяжести в большинстве случаев можно пренебречь). Это позволяет методы решения задач о неустановившейся фильтрации газов в условиях газового режима приложить к решению ряда задач о неустановившейся фильтрации газированной жидкости в условиях режима растворенного газа.

Рассмотрим задачу о неустановившемся радиальном движении газированной жидкости в пористой среде в условиях режима растворенного газа. Модель пласта представлена на рисунке 11.

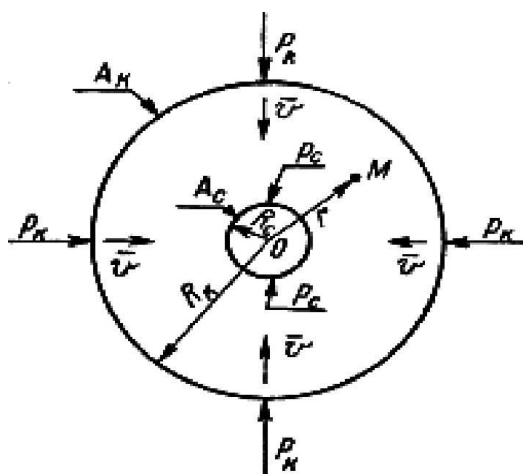


Рисунок 11 – Горизонтальное сечение гидродинамически совершенной скважины и плоско-радиального потока жидкости к ней:
 A_c – горизонтальное сечение скважины
 (индекс с всегда будет соответствовать первой букве слова «скважина»);
 A_k – сечение контура области питания;
 A_c и A_k – концентричные окружности, радиусы которых равны R_c и R_k

Обозначим:

Ω – объем порового пространства нефтяной залежи;

$Q_{ж}$ – дебит жидкости;

S – средневзвешенная по объему насыщенность порового пространства жидкостью:

$$S = \frac{1}{\Omega} \cdot \int_{\Omega} S \cdot d\Omega; \quad (15)$$

t – время.

Тогда дифференциальное уравнение истощения нефтяной залежи может быть написано в следующем виде:

$$Q_{ж} \cdot dt = -\Omega \cdot dS. \quad (16)$$

Рассматривая по аналогии с фильтрацией газа процесс неустановившегося радиального движения газированной жидкости в пористой среде как непрерывную последовательность стационарных состояний, для определения дебита $Q_{ж}$ воспользуемся формулой (17):

$$Q_{ж} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot b}{\mu_{ж}} \cdot \frac{(H_K - H_C)}{\ln \frac{R_K}{R_C}}. \quad (17)$$

При радиальной фильтрации газа среднее давление p в газовой залежи с достаточной для практики точностью может быть принято равным контурному давлению p_K .

Фильтрацию чистого газа и мертвой (не содержащей пузырьков окклюдированного газа) нефти можно рассматривать как частные случаи фильтрации газированной нефти при газовых факторах, соответственно равных бесконечности и нулю. Поэтому можно утверждать, что при движении газированной жидкости величина ξ отношения среднего давления p к контурному p_K заключена в пределах $\xi_g > \xi_{g-ж} > \xi_{ж}$, где индексы g , $g-ж$ и $ж$ относятся соответственно к газу, газированной жидкости и однородной несжимаемой жидкости.

$$p = p_K - \frac{p_K - p_C}{\ln \frac{R_K}{R_C}} \cdot \ln \frac{R_K}{r}; \quad (18)$$

$$\xi = 1 - (1 - \varepsilon) \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot \ln R_K^*} - \frac{1}{R_K^{*2} - 1} \right). \quad (19)$$

В связи с этим представляет интерес определить значения $\xi_{ж}$. Поскольку формула (18) распределения давления p в пласте при радиальной фильтрации несжимаемой однородной жидкости аналогична формуле распределения плотностей при радиальной фильтрации сжимаемой жидкости, то для определения величины $\xi_{ж}$ можно воспользоваться формулой (19), в которой под величиной ε следует понимать отношение давления на скважине к давлению на контуре:

$$\xi_{ж} = 1 - (1 - \varepsilon) \cdot \phi(R_K^*), \quad (20)$$

где

$$\varepsilon = \frac{p_C}{p_K}; \quad \phi(R_K^*) = \frac{1}{2 \cdot \ln R_K^*} - \frac{1}{R_K^{*2} - 1}; \quad R_K^* = \frac{R_C}{R_K}. \quad (21)$$

Значения $\phi(R_K^*)$ могут быть взяты из графика рисунка 12.

В таблицу помещаются значения ξ_g и $\xi_{ж}$ и показывается разница между ними в процентах для различных значений ε и R_K^* . В таблице значения ξ_g и $\xi_{ж}$ весьма мало различаются по величине и близки к единице. Следует иметь в виду, что в условиях режима растворенного газа противодействия на скважинах в течение продолжитель-

ного времени могут быть значительными. Значения ε в этот период времени обычно равны 0,6–0,9 в зависимости от проницаемости пласта. Величины $R_k^* = \frac{R_c}{R_k}$ всегда больше 500. Поэтому для практических расчетов при радиальной фильтрации газированной жидкости с достаточной точностью можно принять:

$$\xi_{э-ж} \cong \frac{\xi_{э} + \xi_{ж}}{2} \cong 1.$$

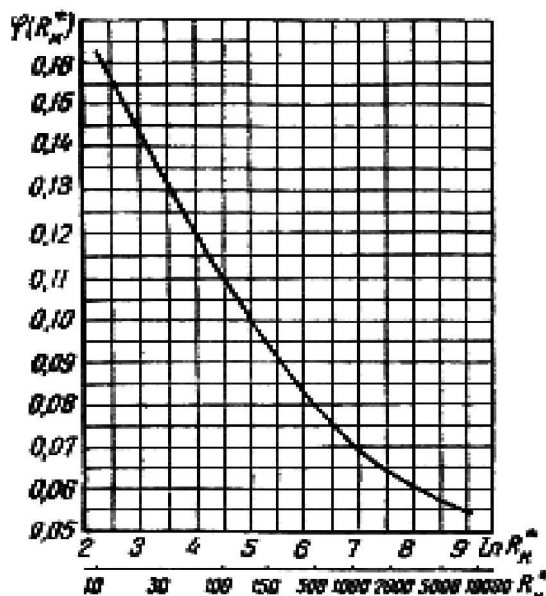


Рисунок 12 – Значения функции $\phi(R_k^*)$

Практика эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что при неограниченном отборе нефти, как и в случае разработки газовых месторождений, при наличии недостаточно стойких коллекторов часто образуются песчаные пробки, поровое пространство призабойной зоны пласта забивается мелкими частицами и в связи с этим резко уменьшается дебит нефтяных скважин, а иногда полностью прекращается приток нефти к скважинам.

Образование песчаных пробок и засорение призабойной зоны пласта являются, как и при эксплуатации газовых месторождений, следствием допущения вблизи скважины слишком больших скоростей движения. При чрезмерно высоких скоростях движения газированная жидкость увлекает за собой мельчайшие и мелкие фракции песка и цементирующих песчинки веществ, в результате чего и образуются песчаные пробки в скважинах или закупориваются поровые каналы в призабойной зоне пласта. Для предотвращения этих осложнений эксплуатация нефтяных скважин в рассматриваемых условиях должна вестись таким образом, чтобы скорость фильтрации жидкости и газа в призабойной зоне пласта не превышала некоторого допустимого максимального значения, зависящего от механического состава, степени сцементированности песка и физических свойств жидкостей и газов. Поддержание в течение эксплуатации нефтяной скважины этой максимально допустимой скорости фильтрации у забоя означает отбор максимально возможного количества нефти и вместе с тем исключает возможность осложнений при эксплуатации, связанных с допущением чрезмерно высоких скоростей движения жидкостей и газов.

Начальный период (первые месяцы) неустановившейся радиальной фильтрации газированной жидкости в условиях режима растворенного газа характеризуется высокими дебитами жидкости и газа. Величина дебита жидкости быстро уменьшается с течением времени. Темп падения дебита газа меньше, чем темп падения дебита жидкости.

По мере разработки нефтяной залежи давления в пласте и на забое скважин постепенно снижаются и, наконец, наступает момент, когда давление на скважинах достигает некоторого минимального значения, уменьшение которого нежелательно с точки зрения техники подъема нефти на поверхность (необходимость сохранения оптимального погружения в жидкость подъемных труб в случае компрессорной эксплуатации и обеспечения нужного погружения насосных труб при глубинно-насосной эксплуатации).

Следовательно, независимо от предшествующих условий отбора в течение оставшегося периода времени разработки нефтяной залежи отбор жидкости и газа производится при сохранении постоянного давления на скважинах.

Приток газированной нефти к скважинам с учетом изменения свойств пластовой жидкости от давления

Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную и водяную зону.

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления ближе к забоям скважин. Это движение происходит вследствие разности (перепада) пластового (начального) давления и давления у забоев скважин. Накопленная пластовая энергия расходуется на перемещение жидкости и газа по пласту и подъем их в скважинах, а также на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении.

Коэффициент продуктивности скважин – количество нефти и газа, которое может быть добыто из скважины при создании перепада давления на ее забое 0,1 МПа. В зависимости от видов энергии, используемых при отборе флюидов из пласта, различают режимы эксплуатации залежей: водонапорный, газонапорный, растворенного газа и гравитационный.

Водонапорный режим связан с вытеснением нефти и перемещением ее по капиллярам в пласте за счет напора контактирующей с ней воды. Различают жесткий и упругий водонапорные режимы. При жестком водонапорном режиме нефть к скважинам перемещается за счет краевых и подошвенных вод, количество которых пополняется за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов. Упругий водонапорный режим эксплуатации основан на упругом сжатии жидкости (воды) и горных пород пластов в естественном состоянии и накоплении ими упругой энергии. Коэффициент нефтеотдачи пласта (K_n – отношение извлекаемых запасов к начальным геологическим запасом нефти или газа) при водонапорном режиме самый высокий – 0,5–0,8.

Газонапорный режим связан с перемещением нефти в капиллярах пласта под давлением контактирующего с ней газа (расширения газовой шапки), при этом $K_n = 0,4–0,7$.

Гравитационный режим эксплуатации нефтяных скважин наступает обычно при полном истощении пластовой энергии. При гравитационном режиме пласта единственной движущей силой перемещения нефти по капиллярам пласта является сила тяжести нефти в пласте. Перемещение нефти происходит только в наклонных (падающих) пластах к скважинам, расположенным в их нижних точках.

Гравитационный режим – наименее эффективный из всех режимов эксплуатации скважин ($K_n = 0,1–0,2$).

Режим растворенного газа характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода. Движущей силой, способствующей перемещению нефти в пласте к забою скважины, в этом случае является растворенный газ. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа очень низкий и составляет 0,15; 0,3.

В зависимости от геологических условий и условий эксплуатации пластовая энергия проявляется в виде сил, способствующих движению флюидов.

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте.

Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с меньшим пластовым давлением, чем на забое скважины, способны поглощать жидкость.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, т.е. при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа.

Зависимости насыщенности от давления на контуре замкнутой залежи газированной нефти справедливы в предположении, что в процессе разработки залежи вязкость нефти не изменяется: считалось, что в процессе дегазации не изменяется и объем нефти, т.е. предполагалось, что объемный коэффициент нефти остается постоянным и равным единице. Далее также считалось, что растворимость газа в пластовых условиях подчиняется линейному закону Генри, а вязкость нефти не зависит от давления. Методика расчетов разработки залежи базировалась на экспериментальных зависимостях относительных проницаемостей для жидкости и газа от насыщенности, полученных Р. Виковым и М. Ботсетом.

Исследования показали, что в процессе истощения залежи ни одно из перечисленных условий фактически не соблюдается; вязкость нефти, ее объемный коэффициент и коэффициент растворимости газа меняются с изменением давления. В связи с этим, допущения, сделанные при гидродинамических расчетах движения газированной нефти, часто приводят к существенным погрешностям. Во избежание этих погрешностей необходимо учитывать свойства пластовых жидкостей и их изменения в процессе разработки. Тогда при установившемся плоскорадиальном течении реальной газированной жидкости в пористой среде система уравнений запишется так:

$$\nabla \left\{ \left[\frac{P_z(p) \cdot F_z(s_H)}{\mu_z(p)} + \frac{S_1(p)}{\mu_H(p)} \cdot \frac{F_H(s_H)}{b_H(p)} \right] \nabla p \right\} = 0; \quad (22)$$

$$\nabla \left[\frac{F_H(s_H)}{\mu_H(p) \cdot b_H(p)} \nabla p \right]. \quad (23)$$

Правые части системы уравнений равны нулю, так как считается, что характеристика потока не зависит от времени и является функцией только координат.

Очевидно, скорость фильтрации жидкой фазы

$$v_H = - \frac{k_H}{\mu_H(p)} \cdot \text{grad } p. \quad (24)$$

Объемный расход этой фазы с учетом изменения объема нефти и количества растворенного газа:

$$\frac{v_H}{b_H(p)} = - \frac{k_H \cdot \text{grad } p}{\mu_H(p) \cdot b_H(p)}, \quad (25)$$

где b_1 и b_2 – коэффициенты аппроксимации (постоянные для данной нефти и газа при определенных давлениях).

Подставляя уравнение прямой, получим:

$$H_k - H_{заб} = \frac{b_1}{2} \cdot (p_k^2 - p_{заб}^2) + b_2 \cdot (p_k + p_{заб}). \quad (26)$$

Коэффициенты b_1 и b_2 определяются из уравнения прямой, записанного для $p_{заб}$ и p_k :

$$b_1 = \frac{\mu_H(p_k) \cdot b_H(p_k)}{p_k - p_{заб}};$$

$$b_2 = \frac{F_H(s_H)}{\mu_H(p_k) \cdot b_H(p_k)} - b_1 \cdot p_k. \quad (27)$$

Коэффициенты b_1 и b_2 определяют по графику зависимости вязкости нефти μ , объемного коэффициента λ и растворимости газа в нефти от давления по кривым фазовых проницаемостей.

Такая приближенная замена подынтегральной функции (27) значительно упрощает расчеты притока газированной нефти к скважинам: к тому же получаемые результаты хорошо сходятся с данными, полученными при более точных вычислениях. В связи с этим гидродинамические расчеты притока нефти к скважинам при проектировании разработки залежей в условиях режима растворенного газа можно вести следующим образом. Прежде всего, рассчитывается зависимость «пластовое давление – нефтенасыщенность». Затем для каждой пары значений определяют дебиты нефти при заданном забойном давлении или при заданном дебите – забойное давление.

Приближенный метод учета интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию при разработке неоднородных пластов

Ряд незначительных по запасам нефтяных месторождений СНГ разрабатывались при режиме растворенного газа. Большинство месторождений США в основной период разработки эксплуатируют при естественных режимах истощения и, в частности, при режиме растворенного газа, и лишь на поздних стадиях разработки с поддержанием давления.

Одной из актуальнейших задач при проектировании и разработке нефтяных месторождений является задача установления целесообразного времени начала разработки с применением систем воздействия и, в частности, заводнения.

Для решения указанных задач необходимо выполнить гидродинамические расчеты изменения технологических показателей разработки залежи нефти при режиме растворенного газа. До настоящего времени эти гидродинамические расчеты выполняются для идеализированных условий равномерного размещения и одновременного ввода всех скважин в эксплуатацию. При этом расчеты проводят лишь для одной скважины, а показатели разработки залежи нефти в целом получают путем суммирования пропорционально числу скважин без учета влияния интерференции и темпов ввода их в эксплуатацию.

Из практики разработки месторождений нефти известно, что в первые годы их эксплуатации пользуются разведочными скважинами, расположенными по неравномерной сетке, и в последующем разбуривают по той или иной системе размещения скважин в соответствии с комплексной схемой разработки в течение 3–5 лет. Не учет интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию существенно влияет на проектные технико-экономические показатели разработки. Особенно влияние этих факторов велико на нефтеотдачу при разработке месторождений нефти в условиях режима растворенного газа. Действительно за период ввода новых скважин в эксплуатацию (в зависимости от темпов ввода) свойства газированной нефти могут значительно измениться. Эти скважины будут эксплуатироваться при других физических и термодинамических условиях (по сравнению с ранее введенными в эксплуатацию). Обычно нефтеотдачу η при режиме растворенного газа определяют лишь по зависимости давления от нефтенасыщенности:

$$p = p(s); \tag{28}$$

$$\eta(p) = 1 - \frac{s(p)}{s_0} \cdot \frac{\lambda(p_0)}{\lambda(p)},$$

где зависимость p и s – функции времени t .

Зависимость же $p = p(s)$ определяется, в основном, по изменению свойств газонасыщенной жидкости, газового фактора и фазовых проницаемостей от давления. Таким образом, нефтеотдача η по (28) определяется по значению конечного давления p_k в залежи нефти, при котором выполняются расчеты по уравнению (28). Однако зависимость $\eta = \eta(p_k)$ неоднозначна. Одно и то же значение p_k можно получить при различных заданных темпах отбора (дебитах скважин), темпах и последовательности ввода скважин в эксплуатацию, различных параметрах пласта. Даже в условиях одинаковых по проницаемости и мощности залежей нефти одному и тому же значению $p(s)$ в зависимости от заданных дебитов нефти скважин (темпов отбора), темпов и последовательности ввода их в эксплуатацию может соответствовать несколько значений $p(t)$, а, следовательно, и $\eta(t)$. Эту неопределенность в расчетах нефтеотдачи при режиме растворенного газа можно исключить путем учета интерференции скважин в процессе их эксплуатации и оценки нефтеотдачи из условия материального баланса:

$$\eta(t) = \int_0^t \frac{q_H(t)}{V_{e(зан)}} \cdot dt, \tag{29}$$

где $V_{e(зан)}$ – запасы.

Приближенный метод расчетов технологических показателей разработки с учетом интерференции скважин при режиме растворенного газа предполагает сведение системы нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих процесс нестационарной фильтрации газированной нефти в пористой среде, к одному линейному уравнению типа теплопроводности, которое обычно применяют для характеристики процесса фильтрации при упругом режиме.

При этом вводятся понятия об эквиваленте упругости (сжимаемости) и пьезопроводности газонефтяной смеси и пласта, а принципы гидродинамических расчетов при режиме растворенного газа по существу сводятся к принципам расчетов при упругом режиме фильтрации.

Таким образом, при режиме растворенного газа, так же как и при упругом режиме, можно определить технологические показатели разработки с учетом интерференции скважин, темпов и последовательности ввода их в эксплуатацию, используя принцип суперпозиции источников-стоков и метод смены стационарных состояний, шаг за шагом, в определенных интервалах изменения пластового давления во времени, в пределах которых пьезопроводность газированной нефти можно принять постоянной.

Разработка месторождений при режимах растворенного газа и газонапорном

Разработка нефтяного месторождения при упругом режиме – это осуществление процесса извлечения нефти из недр в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области неустановившиеся, изменяющиеся во времени в каждой точке пласта.

Упругий режим проявляется во всех случаях, когда изменяются дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Однако даже при установившемся режиме в пределах нефтеносной части пласта, например, в процессе разработки месторождения, с использованием законтурного заводнения, в законтурной области будет наблюдаться перераспределение давления за счет упругого режима. Упругий режим с точки зрения физики – расходование или пополнение упругой энергии пласта, происходящее благодаря сжимаемости пород и на-

сыщающих их жидкостей. При пуске, например, добывающей скважины давление в ней уменьшается по сравнению с пластовым. По мере отбора нефти запас упругой энергии в призабойной зоне уменьшается, т.е. нефть и породы оказываются менее сжатыми, чем раньше. Продолжающийся отбор нефти из пласта приводит к дальнейшему расходованию запаса упругой энергии и, следовательно, к расширению воронки депрессии вокруг скважины.

С уменьшением пластового давления до значения, меньшего, чем давление насыщения, из нефти начнет выделяться растворенный в ней газ, и режим пласта изменится – упругий режим сменится режимом растворенного газа или газонапорным.

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. Когда насыщенность порового пространства свободным газом, выделившимся из нефти, еще мала, газ остается в нефти в виде пузырьков. С увеличением же газонасыщенности в связи с прогрессирующим снижением пластового давления пузырьки газа всплывают под действием сил гравитации, образуя в повышенной части пласта газовое скопление – газовую шапку, если ее образованию не мешает слоистая или иная неоднородность.

В отличие от первичных газовых шапок нефтегазовых месторождений, существовавших в них до начала разработки, газовая шапка, образовавшаяся в процессе разработки, называется вторичной. Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Режим пласта, при котором происходит такое вытеснение нефти, называют режимом растворенного газа. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется газонапорным.

Опыт разработки нефтяных месторождений и теория фильтрации газонефтяной смеси с учетом сил гравитации показывают, что почти всегда режим растворенного газа довольно быстро переходит в газонапорный. Часто режим растворенного газа может существовать в нефтяном пласте в сочетании с упругим режимом в его законтурной области или даже в сочетании с водонапорным, если пластовое давление близко к давлению насыщения. Тогда вблизи добывающих скважин возникает режим растворенного газа, а вблизи нагнетательных – водонапорный. Такие режимы пластов называют смешанными.

Рассмотрим разработку пласта при смешанном режиме – упругом в его законтурной области и растворенного газа – в нефтенасыщенной части пласта. Пусть разрабатываемый пласт имеет форму, близкую к кругу (рис. 13). Его законтурная водоносная область достаточно хорошо проницаемая и простирается очень далеко («до бесконечности»). Она разрабатывается при упругом режиме. Давление на контуре нефтенасыщенной части пласта можно определить уже по другой методике.

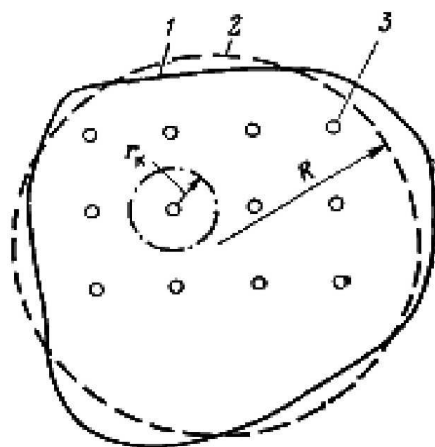


Рисунок 13 – Схема нефтяного месторождения круговой формы в плане, разрабатываемого при смешанном режиме:

- 1 – условный контур нефтеносности;
- 2 – аппроксимация условного контура нефтеносности окружностью радиусом R ;
- 3 – добывающие скважины

Пусть нефтяной пласт разрабатывается с использованием равномерной сетки добывающих скважин. Радиус контура питания каждой добывающей скважины r_k можно считать равным половине расстояния между скважинами. Если $r_k = r_K$ пластовое давление $p = p_k < p_{нас}$ ($p_{нас}$ – давление насыщения). При приближенном расчете дебитов добывающих скважин можно принять $p_k = \alpha \cdot p_{кон}(t)$, где α – некоторый постоянный коэффициент.

При смешанном режиме давление на контурах добывающих скважин определяют с учетом контурного в нефтяной залежи, которое, в свою очередь, вычисляют на основе теории упругого режима, если задано изменение во времени текущего поступления воды из законтурной области в нефтенасыщенную часть пласта $q_{зе} = q_{зе}(t)$.

Если давление на контуре близко к давлению насыщения, но ниже его и, следовательно, насыщенность пласта свободным газом незначительна, то можно приближенно считать текущий объем поступающей воды в нефтенасыщенную часть пласта из законтурной области равным текущей добыче пластовой нефти, т.е. $q_{зе} = q_n$.

Если известна текущая добыча пластовой нефти из нефтяной залежи в целом, то необходимо лишь вычислить дебиты скважин с тем, чтобы определить, сколько скважин необходимо пробурить на залежи для обеспечения указанной текущей добычи нефти.

Определим дебиты скважин при режиме растворенного газа. Перераспределение давления вблизи скважин происходит значительно быстрее, чем изменение контурного в нефтяной залежи $p_{кон}(t)$ и соответственно давления на контуре питания скважин $p_k = p_{кон}(t)$. Поэтому распределение давления при $r_c \leq r \leq r_k$ можно считать установившимся в каждый момент времени, т.е. квазистационарным.

На характер течения газированной нефти в пористой среде влияет растворимость в ней газа. Для количественного определения растворимости газа в нефти в теории разработки нефтяных месторождений обычно используют закон Генри. Однако, по-видимому, в зависимости от свойств конкретных нефтей и газов представляют этот закон различным образом.

Для расчетов разработки пластов при режиме растворенного газа используют формулу закона Генри обычно в следующем виде:

$$V_{г-р} = \alpha_0 \cdot V_H \cdot p,$$

где $V_{г-р}$ – объем газа, приведенный к стандартным (атмосферным) условиям, растворенный в нефти; α_0 – коэффициент растворимости; V_H – объем нефти в пластовых условиях вместе с растворенным в ней газом; p – абсолютное давление.

Для реального газа необходимо учитывать коэффициент его сверхсжимаемости $z = z(p, T)$. При изотермическом процессе уравнение состояния реального газа можно представить в виде:

$$\frac{p}{P_e \cdot Z} = \frac{P_{ам}}{P_{э-ам} \cdot Z_{ам}},$$

где $P_e, Z, P_{э-ам}, Z_{ам}$ – соответственно плотность и коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовом p и атмосферном $P_{ам}$ давлениях.

В приведенных расчетах предполагалось, что законтурная область пласта обладает достаточно высокими фильтрационными свойствами. Но даже в случае такого предположения давление на круговом контуре пласта падает весьма интенсивно.

Если же проницаемость в законтурной области в несколько раз ниже, чем в самом пласте, или пласт выклинивается за контуром нефтеносности, что часто бывает, то приток воды в нефтенасыщенную часть пласта становится незначительным и можно считать, что нефтяная залежь замкнутая, а законтурная вода неактивная.

Будем считать, что в рассматриваемом случае выделение пузырьков газа из нефти затруднено из-за слоистости пласта. В этом случае в пласте разовьется в чистом виде режим растворенного газа.

Для упрощения расчета разработки пласта при этом режиме можно считать, что течение газа к каждой скважине, ограниченной контуром радиуса r_k , квазистационарное – установившееся в каждой линии тока, но изменяющееся во времени.

Литература:

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
2. Донцов К.М. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1977. – 360 с.
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / пер. М.А. Геймана. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Дренажное залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bd78a4d43a88521216d36_0.html
7. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 4/2015. – С. 179–184.
8. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Газогидродинамические методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации // Шаг в будущее: научный и практический опыт развития, научные гипотезы, новизна и апробация результатов исследований в экономике, управлении проектами, педагогике, праве, истории, культурологии, искусствоведении, языкознании, природопользовании, растениеводстве, биологии, зоологии, химии, политологии, психологии, медицине, филологии, философии, социологии, математике, технике, физике, информатике, градостроительстве : Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (7–8 мая 2015 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Изд-во «КультИнформПресс», 2015. – С. 112–118.
9. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Практическое использование уравнений нелинейно-упругого режима фильтрации жидкости // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 49–62.
10. Петрушин Е.О. Индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений // Технические и технологические системы : Материалы седьмой международной научной конференции «ТТС-15» (7–9 октября 2015 года) / ФГБОУ ВПО «КубГУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – С. 310–322.
11. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
12. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В. Процесс моделирования фильтрации пластовых флюидов с учетом ствола скважин при добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-практический журнал «Заметки ученого». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 6/2015. – С. 39–45.
13. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учетом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
14. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных для решения практических задач по количественной оценке параметров пластов // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 4–11.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Самойлов А.С. Выделение пластов-коллекторов и оценка коэффициента пористости пластов АС10 Биттемского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 62–79.

17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

18. Крижов Е.Г., Павлюченко В.И. Изоляция воды при эксплуатации газоконденсатных месторождений сайклинг-процессом // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 120–123.

19. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215–226.

20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Эффективные методы гидрогеологических исследований при разработке нефтегазовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 150–160.

21. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Особенности строительства скважин в условиях сложнопостроенных коллекторов нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 8/2017. – С. 11–20.

22. Матвеева И.С., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Повышение эффективности извлечения углеводородов из недр // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 180–183.

23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Исследование скважины на приток на Царичанском нефтяном месторождении // Технические и технологические системы : Материалы девятой Международной научной конференции «ТТС-17» (22–24 ноября 2017 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – С. 199–217.

24. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Ассаиди Мутаз Бадр Ахмед. Интерференция совершенной скважины при фильтрации нефти и газа и рассмотрение вопросов ее практического применения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 141–165.

25. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

26. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf

References:

1. Antoniadis D.G., Avenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
2. Dontsov K.M. Design of development of oil fields. – M. : Nedra, 1977. – 360 p.
3. Masket M. A current of uniform liquids in the porous circle / lane of M.A. Gaiman. – Moscow-Izhevsk : Institute of computer researches, 2004. – 628 p.
4. Bulatov A.I., Avenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
5. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Avenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoenn naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
6. Drainage of a deposit of oil with continuous allocation from gas oil. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bd78a4d43a88521216d36_0.html
7. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic well surveys on the set modes // the Scientific and practical magazine «Aspirant». – Rostov-on-Don, 2015. – № 4/2015. – P. 179–184.

8. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Gas-hydrodynamic methods of a research of wells at the stationary modes of filtration // the Step to the future: scientific and practical experience of development, scientific hypotheses, novelty and approbation of results of researches in economy, project management, pedagogics, right, history, cultural science, art criticism, linguistics, environmental management, crop production, biology, zoology, chemistry, political science, psychology, medicine, philology, philosophy, sociology, mathematics, equipment, physics, informatics, town planning: The collection of scientific articles following the results of the International scientific and practical conference (on May 7–8, 2015, St. Petersburg). – SPb. : Kultin-formpress publishing house, 2015. – P. 112–118.
9. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Practical use of the equations of the nonlinear and elastic mode of filtration of liquid // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – № 2. – P. 49–62.
10. Petrushin E.O. Indicator control methods of speed of filtration when developing oil fields // Technical and technological systems : Materials of the seventh international scientific TTS-15 conference (on October 7–9, 2015) / FGBOU VPO of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – P. 310–322.
11. Petrushin E.O., Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the oil Engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
12. Nvizug-Bee Leyi Klyuvert, Avenok O.V. Process of modeling of filtration of formation fluids taking into account a trunk of wells at production of hardly removable reserves of hydrocarbons in the territory of the Federal Republic of Nigeria // the Scientific and practical magazine «uchenogo Zametki». – Rostov-on-Don, 2015. – № 6/2015. – P. 39–45.
13. Petrushin E.O., Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Definition of an output of reservoir liquid taking into account a well axis deviation from a normal to the plane of bedding of breeds // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
14. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // Oil-field business. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of test of horizontal wells and the analysis of the obtained data for the solution of practical tasks of quantitative assessment of parameters of layers // Current trends of development of the oil and gas and machine-building industries : the collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm) / under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 4–11.
16. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Samoylov A. S. Release of layers collectors and assessment of coefficient of porosity of AC₁₀ layers of the Bittemsky oil field // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – № 2. – P. 62–79.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
18. Krizhov E.G., Pavlyuchenko V.I. Isolation of water at operation of gas-condensate fields saykling-process // Bulatovsky readings: materials I of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 120–123.
19. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at the established filtration // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 215–226.
20. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Effective methods of hydrogeological researches when developing oil and gas fields // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 150–160.
21. Savenok O.V., Rutyunyan A.S. Petrushin E.O. Features of construction of wells in the conditions of collectors of oil fields of complex structure with hardly removable stocks // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 8/2017. – P. 11–20.
22. Matveeva I.S., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Increase in efficiency of extraction of hydrocarbons from a subsoil // Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbon and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 3 Development of Oil and Gas Fields. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 180–183.

23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Issledovaniye of the well on inflow on the Tsarichansky oil field // Technical and technological systems : Materials of the ninth International scientific TTS-17 conference (on November 22–24, 2017) / FGBOOU WAUGH of «KubGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – P. 199–217.

24. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Assaidi Mutaz Badr Ahmed. An interference of the perfect well at filtration of oil and gas and consideration of questions of its practical application // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 141–165.

25. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

26. Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V., Moisa Yu.N., Ivanov D.Yu. Physical and Chemical impacts on Bituminous core samples under Thermobaric conditions on a deposit in South Western Nigeria // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER) ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 23 (2017) pp. 13788–13795. – URL : http://www.ripublication.com/ijaer17/ijaerv12n23_98.pdf