МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К ПОЛОГОВОСХОДЯЩИМ СКВАЖИНАМ В ТРЕЩИНОВАТОМ ПЛАСТЕ

MODELING OF FLUID FLOW TO SLOPING BOREHOLES IN A FRACTURED FORMATION

И. Ф. Чупров
Ilia F. Chuprov

Ухтинский государственный
технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация

Ukhta State Technical University,
Ukhta, Russian Federation

М. С. Пармузина
Maria S. Parmuzina

Ухтинский государственный
технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация

Ukhta State Technical University,
Ukhta, Russian Federation

При разработке залежей нефти аномально высокой вязкости и природных битумов в основном применяются различные варианты теплового воздействия. Технологии, в основе которых лежит тепловое воздействие, характеризуются большим разнообразием. Для выбора эффективной технологии необходимо учитывать геологические характеристики, факторы, участвующие в нефтеотдаче на разных этапах разработки залежи. Эффективная технология должна быть основана на использовании наиболее важных факторов, повышающих нефтеотдачу.

Наибольший опыт разработки нефти аномально высокой вязкости горизонтальными и наклонными скважинами накоплен на Ярегском месторождении. В процессе эксплуатации месторождения установлено, что решающим фактором, влияющим на дебит скважин, является трещиноватость пласта. Визуальные наблюдения в процессе шахтной разработки показали, что разрабатываемый пласт разбит тектоническими нарушениями в среднем через 20–25 м.

В статье ставится задача количественно оценить долю трещиноватых зон в дебит пологовосходящей скважины. Для оценки вклада в дебит основной части залежи и притрещинной зоны использована формула Ю.П. Борисова для одиночной пологовосходящей скважины. При этом учитывается, что на начальном этапе прогрева температура в притрещинной зоне значительно превышает среднюю температуру пласта. Проницаемость в трещинах в 6–8 раз больше, а вязкость в несколько раз меньше, чем в основной части залежи.

Результаты расчетов показали, что на начальном этапе разработки для условий Ярегского месторождения более половины нефти поступает из притрещинных зон пласта. По мере повышения температуры доля притока из трещиноватой зоны уменьшается. Когда пласт прогреется до 60–70 °С режим разработки будет гравитационным с небольшой депрессией.

Одной из важнейших характеристик для залежей нефти аномально высокой вязкости, определяющей механизм прогрева и нефтеотдачи при тепловом воздействии, является наличие трещиноватых зон, по которым возможна фильтрация теплоносителя и нефти. Основной проблемой повышения нефтеотдачи является вовлечение в разработку пористой части пласта, фильтрация по которой сильно затруднена.

When developing oil deposits of abnormally high viscosity and natural bitumen, various thermal effects are mainly used. The technologies based on thermal exposure are characterized by a wide variety. To choose an effective technology, it is necessary to take into account the geological characteristics, factors involved in oil recovery at different stages of the

Ключевые слова

высоковязкая нефть;
трещиноватый пласт;
термощахтная разработка;
горизонтальная скважина;
тепловое воздействие на пласт

Keywords

high-viscosity oil; fractured formation;
thermal mining; horizontal well;
thermal impact on the formation

development of the deposit. An effective technology should be based on the use of the most important factors that increase oil recovery.

The greatest experience in the development of abnormally high viscosity oil by horizontal and inclined wells has been accumulated at the Yaregskoye field. During the operation of the field, it was found that the decisive factor affecting the flow rate of wells is the fracturing of the formation. Visual observations in the course of mine development showed that the developed layer is broken up by tectonic disturbances in average each 20–25 m.

The article aims to quantify the share of fractured zones in the flow rate of a shallow well. To estimate the contribution to the flow rate of the main part of the deposit and the near-crack zone, the formula of Yu.P. Borisov for a single shallow well was used. At the same time, it is taken into account that at the initial stage of heating, the temperature in the crack zone significantly exceeds the average temperature of the formation. The permeability in the cracks is 6–8 times greater, and the viscosity is several times less than in the main part of the deposit.

The results of calculations showed that at the initial stage of development for the conditions of the Yaregskoye field, more than half of the oil comes from the fracking zones of the formation. As the temperature increases, the proportion of inflow from the fractured zone decreases. When the reservoir warms up to 60–70 °C the development mode will be gravitational with a slight depression.

One of the most important characteristics for oil deposits of abnormally high viscosity, which determines the mechanism of heating and oil recovery under thermal influence, is the presence of fractured zones, through which the coolant and oil can be filtered. The main problem of increasing oil recovery is the involvement in the development of the porous part of the reservoir, the filtration of which is very difficult.

Применение горизонтальных скважин (ГС) при разработке нефтяных месторождений является в настоящее время прогрессивным направлением нефтяной отрасли. Исследование особенностей притока жидкости к ГС с учетом влияния неоднородности коллектора, определение оптимальной длины и количества стволов для конкретных горно-геологических условий, разработка рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации ГС являются актуальными проблемами практики.

Горизонтальные скважины по сравнению с вертикальными имеют значительно большую площадь поверхности фильтрации, что позволяет уменьшить фильтрационное сопротивление и при равном перепаде давления обеспечить более высокий дебит. Применение ГС является одним из методов увеличения площади контакта «скважина — пласт».

Основным направлением разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов является применение различных вариантов теплового воздействия системой горизонтальных скважин.

Наибольший опыт разработки залежей нефти аномально высокой вязкости горизонтальными скважинами накоплен на Ярегском месторождении, разрабатываемом термошахтным методом более 50 лет.

Важными параметрами, определяющими эффективность работы пологих скважин, являются длина и угол наклона к горизонту. Большинство скважин имеют длину 100–200 м. Для всех шахтных полей наблюдается закономерное увеличение суммарной добычи нефти с увеличением длины скважины. Однако такая тенденция имеет место лишь при длине скважин до 200–250 м. Дальнейшее увеличение длины не приводит к существенному увеличению суммарной добычи. Это связано с искривлением длинных скважин и уходом их траектории за пределы пласта. С увеличением длины уменьшается их угол наклона к горизонту, что создает благоприятные условия для образования песчаных и гидропробок. Наибольшей суммарной добычей характеризуются пологовосходящие скважины длиной 100–200 м и углом наклона к горизонту до 5° [1, 2].

В процессе эксплуатации месторождений установлено, что решающим фактором, влияющим на дебиты скважин и нефтеотдачу, является трещиноватость пласта. Наибольшие дебиты скважин и нефтеотдача были получены в уклонных блоках, которые характеризуются наибольшей трещиноватостью [1].

Исследованию стационарного притока или коэффициента продуктивности к ГС в одно-

родном пласте посвящено большое число работ, например [3–6]. В этих и других работах в качестве основных факторов, влияющих на дебит ГС, принимаются длина ствола, депрессия, расположение скважины относительно кровли и подошвы, вертикальная и горизонтальная проницаемости, толщина пласта.

Среди предлагаемых различными авторами формул притока наиболее приемлемой для практического использования является формула Ю.П. Борисова для n наклонных скважин, пробуренных из центра кругового пласта при условии равенства углов между скважинами [5]:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot \Delta P}{\mu \left(\ln \frac{F(n) \cdot R_k}{L \cdot \sin \alpha} + \frac{h}{nL} \ln \frac{h \cdot \sin \alpha}{2\pi \cdot r_c} \right)}, \quad (1)$$

где α — угол отклонения скважины от вертикали (тогда $\left(\frac{\pi}{2} - \alpha\right)$ — угол отклонения от горизонтали);

n — число стволов;

k — проницаемость;

h — толщина пласта;

L — длина ствола скважины;

r_c — радиус скважины;

μ — вязкость;

ΔP — перепад давления;

$F(n) = 4; 2,1; 1,86; 1,78$ при $n = 1, 2, 3, 4$ соответственно.

Частный случай единичной наклонной скважины можно получить из (1) при $n = 1$ и $F(1) = 4$. Кроме того, приняв $\alpha = 90^\circ$, получим формулу притока для горизонтальной скважины.

В формуле Ю.П. Борисова общее фильтрационное сопротивление представлено в виде суммы внешнего и внутреннего, а специальные функции, фигурирующие в формулах В.П. Пилатовского, заменены элементарными. При этом не допущено заметной потери точности.

Р.Г. Мирсайтовым [7] проведены исследования притока к горизонтальной скважине при условии зональной неоднородности пласта. Принципиальная разница между дебитами ГС, вскрывающими однородный пласт и пласт с зонами повышенной гидропроводности, заключается в том, что при подходе к зоне повышенной гидропроводности наблюдается скачкообразное повышение притока по сравнению с однородными участками пласта. Влияние отдельных участков пласта, обладающих повышенной гидропроводностью, приводит к увеличению дебита ГС.

Схематически профиль притока и дебит ГС при зональной неоднородности показаны на рисунках 1 и 2 [7].

Одним из направлений для дальнейших исследований производительности горизонтальных скважин является изучение притока в трещиноватом пласте. Практика показывает, что горизонтальные скважины особенно эффективны на месторождениях, содержащих вертикальные и крутопадающие трещины.

Рисунок 1. Профиль притока к ГС при зональной неоднородности пласта

1 — для пласта с зональной неоднородностью;
2 — для однородного пласта

Рисунок 2. Дебит ГС в зависимости от длины

Пласт Ярегского месторождения относится к трещиновато-пористому. Визуальные наблюдения в процессе шахтной разработки залежи показали, что разрабатываемый термощахтным способом третий пласт разбит многочисленными тектоническими нарушениями, расположенными через 20–25 м в среднем и густой сетью мелких трещин. Угол падения трещин 60° – 90° . Раскрытость от долей до нескольких сантиметров.

Установлено, что многие нарушения и трещины пересекают всю толщину пласта и входят в подстилающий пласт — метаморфические сланцы. В виде преобладающих выделяются две основные группы наруше-

ний: сбросы северо-западного простирания ($320^\circ\text{--}370^\circ$) и юго-восточного простирания ($50^\circ\text{--}70^\circ$) [8].

Нефтяной пласт при термошахтной разработке вскрывается плотной сеткой паронагнетательных и добывающих скважин. Устья пологовосходящих скважин выходят в добывающие галереи и открыты. Их сечения заполнены жидкостью только частично. Поэтому в стволе скважин сохраняется давление, равное давлению рудничной атмосферы. Высокая плотность подземных скважин приводит к быстрому снижению давления до атмосферного в кровле пласта. При термошахтной разработке пар закачивается с невысоким давлением (около $0,2\text{--}0,4$ МПа), что вызвано высокой плотностью подземных скважин и требованиями безопасности. Значительная часть закачиваемого пара распространяется по верхним горизонтам пласта, что создает репрессию на пласт со стороны закачиваемого пара сверху вниз. Поэтому при достаточном прогреве пласта ($40\text{--}50^\circ\text{C}$ и выше) основными движущими силами будут силы гравитации и репрессия на пласт со стороны закачиваемого пара в верхней части пласта, т.е. режим разработки будет гравитационный с небольшой депрессией [1].

Добывающие скважины при термошахтной разработке являются пологовосходящими (рисунок 3). Основными путями фильтрации закачиваемого теплоносителя в пласте нефти аномальной вязкости являются трещины, в то время как основные запасы нефти находятся в пористой части пласта. Температура в трещинах и притрещинных зонах выше, чем средняя температура в пористой части. Вязкость нефти в зоне трещин, наоборот, значительно меньше, чем в пористой части.

С увеличением времени прогрева средняя температура пористой части будет повышаться. Будет расширяться и притрещинная зона, откуда нефть будет поступать в трещины, а затем в скважину.

Вязкость Ярегской нефти достаточно хорошо описывается зависимостью:

$$\mu(T) = \exp(4,11 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 - 0,108 \cdot T + 10,167), \quad (2)$$

$$T^\circ\text{C} \in [5; 100],$$

полученной по экспериментальным данным [9].

Среднюю безразмерную температуру при прогреве пласта через систему параллельных трещин как функцию только времени можно определить [10]:

$$\bar{\theta}(t) = \frac{\bar{h}}{L \cdot \sqrt{B_i}} \cdot \text{th} \left(\sqrt{B_i} \cdot \frac{L}{h} \right) -$$

$$- \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1} \cdot 2 \cdot \sin \mu_n}{\mu_n^2 + B_i \cdot \left(\frac{L}{h} \right)^2} \times$$

$$\times \exp \left(- \left(\mu_n^2 + B_i \cdot \left(\frac{L}{h} \right)^2 \right) \cdot F_0 \right), \quad (3)$$

где $B_i = \frac{a\bar{h}}{\lambda}$;

$$F_0 = \frac{at}{L^2};$$

$$\mu_n = (2n-1) \cdot \frac{\pi}{2};$$

$\bar{h}$ — отношение прогреваемой площади к периметру;

λ — коэффициент теплопроводности;

a — коэффициент теплоотдачи в окружающие пласт породы.

Рассмотрим трещиновато-пористый пласт. Через каждые $20\text{--}25$ м скважина пересекает вертикальную трещину, зона притока от которой Δl м (рисунок 3). Дебит из пористой части

Рисунок 3. Схема расположения пологовосходящей скважины, пересекающей вертикальные трещины

пласта пологовосходящей скважины согласно формуле (1) будет:

$$q_{nop} = \frac{2\pi k_{\Pi} h \cdot \Delta P}{\mu_{\Pi} \left(\ln \frac{4 \cdot R_k}{(L - n \cdot \Delta l) \cdot \sin \alpha} + \frac{h}{L - n \cdot \Delta l} \ln \frac{h \cdot \sin \alpha}{2\pi r_c} \right)}, \quad (4)$$

где k_{Π} — пористость матрицы пласта;

μ_{Π} — вязкость нефти в пористой части пласта при средней температуре через время t после начала прогрева;

n — число трещин, пересекающих скважину длиной L ;

R_k — радиус контура питания;

ΔP — депрессия;

r_c — радиус скважины;

h — толщина пласта;

α — угол между вертикалью и скважиной.

Проницаемость в трещинах в несколько раз больше проницаемости матрицы пласта. Для Ярегского месторождения это отношение составляет от 6 до 8 раз [8].

Суммарная ширина притрещинных зон составляет весьма малую часть от общей длины скважины. Необходимо иметь в виду, что теплоноситель в первую очередь охватывает зоны трещин. Поэтому притрещинная зона, из которой нефть поступает в скважины, посте-

пенно расширяется. Вязкость нефти в этой зоне значительно меньше, чем в основной части пласта. Поэтому приток из трещин значительно влияет на общий приток.

Приток из трещин согласно формуле (1) можно найти:

$$q_{mp} = \frac{2\pi k_{mp} h \cdot \Delta P}{\mu_{mp} \left(\ln \frac{4R_k}{n \cdot \Delta l \cdot \sin \alpha} + \frac{h}{n \cdot \Delta l} \ln \frac{h \cdot \sin \alpha}{2\pi r_c} \right)}, \quad (5)$$

где k_{mp} , μ_{mp} — проницаемость и вязкость нефти в притрещинной зоне.

При этих условиях общий приток будет равен:

$$q = q_{nop} + q_{mp}. \quad (6)$$

Выполним оценочные расчеты для одиночной пологонаклонной скважины при данных, характерных для Ярегского месторождения: $k_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $k_{mp} = 1,2 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2$; $\Delta P = 2 \cdot 10^5 \text{ Па}$; $\alpha = 85^\circ$; $R_k = 200 \text{ м}$; $r_c = 0,05 \text{ м}$; $h = 20 \text{ м}$; $\Delta l = 0,1-0,4 \text{ м}$. Температура и вязкость определены по формулам (2) и (3). Дебит выражен в $\text{м}^3/\text{сут}$ ($1 \text{ сут} = 8,64 \cdot 10^4 \text{ с}$).

Из графиков рисунка 4 видно, что на начальном этапе прогрева (до 0,5 года) больше половины (54–57 %) нефти поступает из зон

Рисунок 4. Приток из пологовосходящей скважины в трещиноватом пласте

трещин. По мере прогрева пласта приток из зон трещин составляет до 26–30 % за рассматриваемый промежуток времени. При этом зона притока от трещин составляет около 1 % от длины скважины.

Уклонный блок при термошахтной разработке эксплуатируется 20–25 лет. По мере выравнивания температуры в матрице пласта и в зонах высокой гидропроводности доля притока из трещин будет уменьшаться. После

прогрева матрицы пласта Ярегского месторождения до 60–70 °С вязкость нефти снижается до 0,1 Па·с. Поэтому создаются условия для гидродинамического вытеснения при реальных давлениях нагнетания.

Таким образом, одной из важных характеристик для залежей нефти аномально высокой вязкости, определяющей механизм прогрева и нефтеотдачи при тепловом воздействии, является наличие высокопроницаемых зон, по ко-

торым возможна фильтрация теплоносителя и нефти при допустимых репрессиях на пласт.

Выводы

1. Основной проблемой повышения нефтеотдачи трещиноватых коллекторов, содержащих нефть аномально высокой вязкости, является вовлечение в активную разработку пористой части пласта, фильтрация по которой сильно затруднена.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рузин Л.М., Чупров И.Ф., Морозюк О.А., Дуркин С.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2015. 480 с.

2. Морозюк О.А. Пути повышения эффективности термошахтной разработки залежей аномально вязкой нефти (на примере Ярегского месторождения): дис. ... канд. техн. наук. Ухта: УГТУ, 2011. 136 с.

3. Меркулов В.П. Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1958. № 1. С. 73–80.

4. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальный пласт // Труды ВНИИ. М.: Гостоптехиздат, 1961. Вып. 32. С. 68–80.

5. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Добыча нефти с использованием горизонтальных и многозбойных скважин. М.: Недра, 1964. 306 с.

6. Волик А.И., Дуркин С.М., Морозюк О.А., Рузин Л.М. Учет механизма теплопроводности в гидродинамической модели опытного участка Ярегского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 88–90.

7. Мирсаитов Р.Г. Идентификация параметров двухфазной фильтрации: дис. ... канд. физ.-мат. наук. Казань: Казанский гос. ун-т, 1996. 123 с.

8. Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2006. 287 с.

9. Алиев А.Г. Математическое моделирование технологических процессов термошахтной разработке нефтяных месторождений. Ухта: Ухтин. индустр. ин-т, 1998. 56 с.

10. Чупров И.Ф. О возможности прогрева залежи высоковязкой нефти через трещины // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 10. С. 50–52.

REFERENCES

1. Ruzin L.M., Chuprov I.F., Morozuk O.A., Durkin S.M. *Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhei anomal'no vyazkikh neftei i bitumov* [Technological Principles of Development of Deposits of Abnormally Viscous Oil and Bitumen]. Izhevsk, Izhevskii institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2015. 480 p. [in Russian].

2. Morozuk O.A. *Puti povysheniya effektivnosti termoshakhtnoi razrabotki zalezhei anomal'no vyazkoi nefi*

2. Предложена методика расчета дебита пологовосходящей скважины, пересекающей трещины с высокой гидропроводностью.

3. Расчеты показали, что на начальном этапе прогрева пласта большая часть нефти поступает в ГС из притрещинных зон. По мере прогрева пласта доля притока из трещин уменьшается.

(na primere Yaregskogo mestorozhdeniya): dis. kand. tekhn. nauk [Ways to Increase the Efficiency of Thermal Mine Development of Abnormally Viscous Oil Deposits (on the Example of the Yaregskoye Field): Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ukhta, UGTU Publ., 2011. 136 p. [in Russian].

3. Merkulov V.P. Fil'tratsiya k gorizontal'noi skvazhine konechnoi dliny v plaste konechnoi moshchnosti [Filtration to a Horizontal Well of Finite Length in a Formation of Finite Thickness]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz* — *Oil and Gas Studies*, 1958, No. 1, pp. 73–80. [in Russian].

4. Pilatovskii V.P. Issledovanie nekotorykh zadach fil'tratsii zhidkosti k gorizontal'nym skvazhinam, plastovym treshchinam, dreniruyushchim gorizontal'nyi plast [Investigation of Some Problems of Fluid Filtration to Horizontal Wells, Formation Fractures Draining a Horizontal Formation]. *Trudy VNII* [VNII Proceedings]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1961, Issue 32, pp. 68–80. [in Russian].

5. Borisov Yu.P., Pilatovskii V.P., Tabakov V.P. *Dobycha nefii s ispol'zovaniem gorizontal'nykh i mnogoza-boinykh skvazhin* [Oil Production Using Horizontal and Multilateral Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1964. 306 p. [in Russian].

6. Volik A.I., Durkin S.M., Morozuk O.A., Ruzin L.M. Uchet mekhanizma teploprovodnosti v gidrodinamicheskoi modeli opytnogo uchastka Yaregskogo mestorozhdeniya [The Accounting of the Mechanism of Heat Conductivity in the Hydrodynamic Models of the Skilled Site of Yaregskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaistvo* — *Oil Industry*, 2015, No. 3, pp. 88–90. [in Russian].

7. Mirsaitov R.G. *Identifikatsiya parametrov dvukhfaznoi fil'tratsii: dis. kand. fiz.-mat. nauk* [Identification of Two-Phase Filtration Parameters: Cand. Physical and Mathematical Sci. Diss.]. Kazan, Kazanskii gos. un-t. Publ., 1996. 123 p. [in Russian].

8. Konoplev Yu.P., Buslaev V.F., Yagubov Z.Kh., Tskhadaya N.D. *Termoshakhtnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdenii* [Thermomine Development of Oil Fields]. Moscow, Nedra Publ., 2006. 287 p. [in Russian].

9. Aliev A.G. *Matematicheskoe modelirovanie tekhnologicheskikh pro tsessovpri termoshakhtnoi razrabotke neftyanykh mestorozhdenii* [Mathematical Modeling of Technological Processes in Thermal Mining of Oil Fields]. Ukhta, Ukhtin. industr. in-t Publ., 1998. 56 p. [in Russian].

10. Chuprov I.F. O vozmozhnosti progreva zalezhi vysokovyazkoi nefi cherez treshchiny [On the Possibility of Heating a High-Viscosity Oil Deposit Through Cracks]. *Geologiya, geofizika, razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* — *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2008, No. 10, pp. 50–52. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Чупров Илья Федорович, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры высшей математики, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Российская Федерация

Ilia F. Chuprov, Doctor of Engineering Sciences, Associated Professor, Professor of Higher Mathematics Department, Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

e-mail: ichuprov@ugtu.net

Пармузина Мария Семеновна, кандидат педагогических наук, доцент кафедры высшей математики, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Российская Федерация.

Maria S. Parmuzina, Candidate of Pedagogical Sciences, Assistant Professor of Higher Mathematics Department, Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

e-mail: mhozyainova@ugtu.net