

по России превышает 83,5 %, в мире средняя величина обводненности примерно 75 % [7]. Это обуславливает обводненность продукции добывающих скважин, т.е. содержание воды в пять раз больше, чем нефти. Исходя из этого, можно сделать вывод, что при уровне добычи нефти в России более 400 млн. т, из добывающих скважин вместе с нефтью извлекается более 2 млрд. т воды. Закачка такого количества воды для вытеснения нефти, затем её подъем и отделение от нефти стоит дорого и требует значительных энергозатрат, что ведет к высокой экономической выгоде от снижения обводненности продукции скважин. Экономия затрат на производство обеспечит уменьшение себестоимости добычи нефти, тем самым приведет к уменьшению экономического приемлемого дебита скважин по нефти и, в итоге, к увеличению показателя КИН. Тем не менее, статистика по добыче нефти с обводненной продукцией и количество извлекаемой жидкости (нефть + вода), не публикуется. В низкопроницаемых коллекторах КИН в значительной степени зависит от чистоты закачиваемой воды [2]. Достичь приемлемых КИН из низкопроницаемого коллектора можно только при очистке закачиваемой воды от содержащихся в ней частиц вплоть до 100 нм, а так как пропускная способность существующих фильтров невелика, произвести такую очистку на данный момент не представляется возможным. Для нефтегазовой промышленности требуются нанофильтры большой пропускной способности. Создание таких фильтров обеспечит извлечение десятков миллиардов тонн нефти.

Применение нанотехнологий в нефтегазовой промышленности только начинает свое развитие, но многие ее приложения уже стали неотъемлемой частью, казалось бы, традиционных технологических процессов. Сегодня можно утверждать, что изучение и применение нанотехнологий в нефтегазовой отрасли играет важную роль при эксплуатации месторождений тяжелой нефти. Нанотехнологии позволят производить добычу выгодно и качественно. При этом в среднем получится выйти на проектный КИН, равный 50 %, а снижение доли воды в продукции только на 10 % приведет к уменьшению отбора воды на 900 млн. т или почти в два раза.

Литература

1. Киреев В. Нанотехнологии: история возникновения и развития // Наноиндустрия, 2008, № 2, с.2–10.
2. Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи / Спиридонов Ю. А., Храмов Р. А., Боксерман А. А., Хавкин А. Я. и др. // М., Госдума РФ, ОАО «Зарубежнефть», 2006. – 144 с.
3. Сумм Б. Д., Иванова Н. И. Коллоидно-химические аспекты нанохимии – от Фарадея до Пригожина // Вестник МГУ, сер. Химия, 2001. – т. 42. – № 5. – с. 300–305.
4. Хавкин А. Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа/ под ред. член-корр. РАН Г. К. Сафаралиева // М., Нефть и газ, ПЦ «НТИС», 2008, изд. 2. – 171 с.
5. Хавкин А. Я. Пора откупорить поры // Поиск, Ежедневная газета научного сообщества, 22 августа 2008. – № 33–34. – с.9.
6. Elphick J. and Seright R. A Classification of Water Problem Types, presented at the Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Huston, Texas, USA; 1997, August 6–8.
7. <http://mashintop.ru/term.php?id=1160>
8. <http://neftegaz.ru/science/view/932-Neftedobycha-zapasy-i-KIN>
9. <http://www.mining-enc.ru/o/obvodnennost-mestorozhdenij/>

РАСЧЕТ ПРИТОКА В СКВАЖИНУ ПО МОДЕЛИ HONG YUAN AND DESHENG ZHOU ПРИ МНОГОСТАДИЙНОМ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема совершенствования технологий связанных с процессом интенсификации добычи нефти и газа (ИДН), на сегодняшний день не теряет своей актуальности. Одним из наиболее эффективных методов ИДН, всегда был и остается гидравлический разрыв пласта (ГРП). С момента появления в 20 веке, совершенствование данной технологии не прекращается, и от ГРП на основе бензинов с применением в качестве закрепляющего агента очищенного речного песка, перешли к гелиевым композициям и высококачественным пропантам. Но и это не является пределом. На данный момент с развитием технического и технологического уровня возможно существенно снизить затраты времени на выполнение операций, а также существенно повысить эффективность от ГРП в скважинах.

Многостадийный ГРП (МГРП) – это технология, которая позволяет проводить несколько операций по разрыву пласта на одной скважине с целью повышения продуктивности скважины, увеличения плотностей дренируемая и коэффициента извлечения нефти. Технология получила широкое распространение на скважинах с горизонтальным окончанием ствола. В настоящий момент достаточно большое количество сервисных компаний предлагают услуги по проведению МГРП, как на уже находящихся в разработке скважинах, так и на скважинах, которые только планируется пробурить. На уже пробуренных скважинах с горизонтальным окончанием ствола проведение МГРП позволяет получить положительный результат, а зачастую и вернуть в эксплуатацию скважины, выработавшие ресурс и находящиеся в консервации. Применение технологий и технических средств МГРП при бурении новых скважин позволяет не только добиться повышенных дебитов, но и существенно сократить время на промку и освоение скважины.

Расчет дебита с МГРП производится на основании формулы Джоши, но с различными допущениями. В данный момент нет какой-либо утвержденной формулы для расчета притока в такие скважины. Рассмотрим модель Hong Yuan and Desheng Zhou [1, 3].

Согласно модели Hong Yuan и Desheng Zhou приток в скважину состоит из двух частей: притока из трещин и из матрицы резервуара.

$$q = q_m + \sum_{i=1}^n q_f$$

Приток из скважины может быть рассчитан по формуле:

$$q_m = \frac{0,00708 \cdot k_c \cdot h \cdot \Delta p_e}{\mu_0 \cdot B_0} \left(1 / \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot r_w} \right) \right) \right),$$

где k_c – скорректированная проницаемость, a – половина основного радиуса эллипса дренирования, который вычисляется также, как и в уравнении Джоши.

Для горизонтальных скважин без трещин ГРП k_c равна проницаемости пласта, а для скважин с трещинами ГРП k_c учитывает эффект от трещин ГРП и может быть рассчитана по формуле:

$$k_c = k_m \cdot m \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{k_f}{k_m} \cdot \frac{w}{12 \cdot L} \cdot \frac{x_f}{r_e} \right),$$

где w – это ширина трещины, x_f – полудлины трещины.

Приток из трещин в скважину может быть рассчитан по следующему уравнению:

$$q_f = \frac{0,00059 \cdot k_f \cdot w \cdot \Delta p_f}{\mu_0 \cdot B_0} \cdot \left[1 / \left(\ln \left(\frac{h}{2 \cdot r_w} \right) + \pi \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} \right) \right) \right];$$

где k_f – проницаемость трещины, Δp_f – депрессия от носка трещины к скважине

Перепад давления от носка трещины к скважине может быть рассчитан по формуле:

$$\Delta p_f = (p_e - p_{wf}) \cdot \frac{x_f^2 + l^2}{\sqrt{a^2 \cdot l^2 + b^2 \cdot x_f^2}},$$

где p_e – давление на контуре питания, p_{wf} – давление в скважине, l – расстояние между трещиной и центральной осью эллипса дренирования, a и b – оси эллипса дренирования.

Параметр b может быть вычислен по формуле:

$$b = \sqrt{a^2 - (L/2)^2}.$$

Заключение

Проведение МГРП позволяет получить положительный результат, а зачастую и вернуть в эксплуатацию скважины, выработавшие ресурс и находящиеся в консервации.

Применение технологий и технических средств МГРП при бурении новых скважин позволяет не только добиться повышенных дебитов, но и так же существенно сократить время на проводку и освоение скважины [2].

Литература

1. Boyun Guo, Xiance Yu, Mohammad Khoshghadam. A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured horizontal wells, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 12, Issue 6 (2009).
2. Hong Yuan, Desheng Zhou. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells, SPE Western Regional Meeting, 27-29 May, Anaheim, California, USA (2010).
3. Kozyrev, I., Zyatikov, P., Deeva, V. Solving Excess Water Production Problems in Productive Formation // – MATEC Web of Conferences. – Volume 72, 9 August 2016, Article number 01049. – Heat and Mass Transfer in the System of Thermal Modes of Energy – Technical and Technological Equipment, HMTTSC 2016; Tomsk; Russian Federation; 19 April 2016 through 21 April 2016.