

Оценка продуктивной мощности перфорированного фильтра на длительно разрабатываемых месторождениях

И.З. Ахмедов, к.т.н., С.Э. Тагиева, к.т.н.,
Ф.Н. Хагердиев, Г.Г. Гусейнов, д.ф.т.н.
НИПИнефтегаз

e-mail: Ilqar.Ahmedov@socar.az

Ключевые слова: мощность перфорированного фильтра, скважина, дебит нефти и воды, обводненность, пласт, влияние мощности фильтра на добычные показатели.

DOI.10.37474/0365-8554/2020-5-30-34

Uzun müddət işlənilən yataqlarda süzəc qalınlığının məhsuldarlığının qiymətləndirilməsi

I.Z. Əhmədov, k.t.n., S.E. Təgiyeva, k.t.n., F.N. Xaqverdijev,
F.N.Q. Hüseynov, d.f.t.n.
"Nefqazelməhdəqiqatlayihə" İnstitutu

Açar sözlər: süzəc qalınlığı, quyu, neft debiti, su debiti, sulayma, lay, süzəc qalınlığının hasilat göstəricilərinə təsiri.

Məqalədə işlənmənin son mərhələsində olan yataqda quyu süzəc qalınlığının hasilat göstəricilərinə keyfiyyət və kəmiyyət təsirinə tədqiqat nəticələri verilməlidir. Faktiki mədan məlumatı əsasında süzəc qalınlığı ölçülərinin quyuara paylanması və eləcə də neft su debiti və sulaymanın süzəc qalınlığından asılıqları təhlil edilmişdir. Kompüter proqramı vasitəsilə asılıqları təsvir edən müvafiq tənliklər alınmışdır. Tədqiqat süzəc qalınlığının artması ilə neft debitinə azalma, su debitinə isə artımın göstərmişdir. Debitlər və sulaymanın optimal qiymətləri ilə istismar oluna bilən süzəc qalınlığının hədd qiyməti müəyyən edilmişdir. Qeyd olunmuşdur ki, hasilat artımına mane olan əsas səbəb işlənmənin son mərhələsində olan yataqların xas olan yüksək intensiv sulayma amildir.

Productive capacity evaluation of perforated filter on long-term developed fields

I.Z. Ahmedov, Cand. in Tech. Sc., S.E. Tagiyeva, Cand. in Tech. Sc.,
F.N. Hagerdiev, H.G. Huseynov, Ph. D. in Tech. Sc.
"Oil-Gas Scientific Research Project" Institute

Keywords: perforated filter capacity, well, oil and water flow rates, water cut, formation, filter capacity effect on production rates.

The paper presents the results of studies on the qualitative and quantitative effect of filter capacity on the production performance of wells at the late stage of field development. Based on the actual field data, the distribution of filter capacity values by wells, as well as the dependence of oil, water flow rates and water cut on filter power was analyzed. Via a software program the equations describing these relationships were developed. The studies showed a decrease in oil production rate and increase in water cut with filter power. The limiting capacity of the filter, to which the operation is carried out with the most optimal flow rates and water cut, is specified. It is indicated that the main reason delaying the growth of production is the intensive flooding of formations, which is characteristic for fields at the late stage of development.

свидетельствует о высокой эффективности и результативности таких мероприятий, особенно на поздней стадии разработки месторождений [1–3]. Для обоснованно рационального использования текущих продуктивных возможностей пласта и увеличения производительности скважины наряду с прочими необходимо регулярное проведение геолого-промысловых исследований перфорированных фильтров.

В связи с вышеотмеченным в статье приведены результаты оценочных исследований влияния мощности фильтра на добычные показатели на основе фактических промысловых данных эксплуатации месторождения – Балахань-Сабунчу-Рамана. Это месторождение находится на поздней стадии (более 150 лет) разработки, эксплуатация ведется в условиях низко-пластового давления, среднесуточный дебит составляет 0,8 т, а обводненность продукции достигает 90 %. Однако объемы утвержденных остаточных извлекаемых запасов эксплуатационных объектов предполагают продолжение их выработки.

Мощность перфорированных фильтров по рассматриваемым скважинам меняется в достаточно широких пределах от 2 до 180 м в некоторых скважинах. Однако, несмотря на это, среднее значение её не велико и составляет 33 м, т.е. большинство скважин работает с малым значением мощности фильтра.

Для более наглядного представления характера изменения величины мощности фильтров (МФ) по залежи было построено её статистическое распределение по всему фонду добывающих скважин. На рис. 1 показан график распределения МФ, из которого видно, что эта функция является четко гиперболической, при которой большинство скважин характеризуются минимальными, а малое количество скважин – максимальными значениями МФ. Известно, что гиперболическая функция распределения оценивается частотными и ранговыми подходами, предполагающими некоторые сложные вычисления [4–6].

С помощью компьютерной программы было получено более простое, но с высокой точностью квадратичное уравнение закона распределения:

$$n = 1,042 \text{ hр}^2 - 15,2 \text{ hр} + 54,1,$$

где n – частота, $hр$ – мощность фильтра.

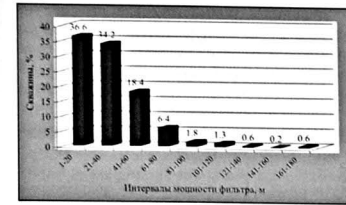


Рис. 1. Распределение мощности фильтра по скважинам

Являясь одним из методов системного подхода, анализ распределения показателей и параметров позволяет выявить наиболее общие закономерности и тенденции функционирования такой сложной гидродинамической системы как пласт–скважина. Кроме того, анализ групп скважин позволяет наиболее обоснованно устанавливать технологические режимы эксплуатации, подбирать нужные скважины и проводить геолого-технические мероприятия по регулированию интервалов МФ.

Анализ распределения МФ по скважинам показал, что 96 % скважин эксплуатируется с МФ до 80 м и только у 4 % скважин МФ достигает 180 м. При этом более 90 % от общей добычи нефти также приходится на скважины с МФ до 80 м.

С целью оценки роли отдельных групп скважин по МФ в общей добыче месторождения, рассмотрены среднесуточные значения основных добычных показателей в рассматриваемом диапазоне МФ. Сравнительный анализ показал, что среднесуточные дебиты жидкости и воды с ростом величины МФ растут, а средний дебит нефти наоборот уменьшается. Это, в свою очередь, свидетельствует об общей тенденции увеличения продуктивности пласта по воде и уменьшения по нефти при увеличении МФ. Очевидно, что такая тенденция объясняется общими естественными закономерностями эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Как видно из проведенного краткого анализа, существуют значительные, но незаметные на первый взгляд отличительные особенности функционирования системы фонда скважин по отдельным группам скважин в диапазоне фактических значений МФ. Учет выявленных закономерностей позволяет более обоснованно

но принимать технологические решения по регулированию величины МФ и повышению производительности скважин. В связи с этим следует отметить большие сложности в диагностировании, прогнозировании и оценке успешности проводимых мероприятий, так как локальные, т.е. по скважинам положительные результаты могут быть отрицательными в целом по залежи или её части. На основе полученных результатов, было исследовано влияние МФ на производительность скважин. Были построены и проанализированы зависимости средних значений дебита нефти и воды от величины МФ в диапазоне их изменения и с учетом отдельных групп скважин. На рис. 2 показаны графические изображения этих зависимостей. Как видно, достаточно четко наблюдается уменьшение дебита нефти и рост дебита воды в рассматриваемом диапазоне значений МФ. Анализ зависимостей показал, что максимальные значения дебитов нефти приходится на скважины с наименьшими (до 20 м) значениями МФ, а минимальные дебиты – на скважины, работающие с МФ 100–120 м. При этом дебит нефти снижается примерно от 0.9 до 0.6 т/с. С помощью компьютерной программы с высокой (97 %) точностью получено уравнение этой зависимости:

$$q_n = -3E - 0.5 hq^2 + 0.0017 hq + 0.8235.$$

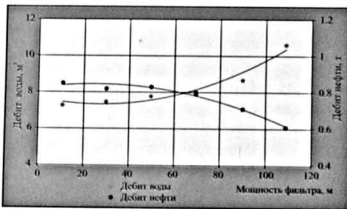


Рис. 2. Зависимость дебитов нефти и воды от мощности фильтра

С помощью этого уравнения рассчитан средний темп уменьшения дебита нефти, который оказался равным 0.025 т/с на каждые 10 м роста МФ.

Как видно из того же рисунка, в скважинах с наименьшими значениями МФ (до 10 м) наблюдается малое значение и дебитов воды, а в скважинах с МФ 100–120 м дебиты воды максимальные.

При этом дебит воды увеличивается от

7.3 м³/с почти до 10.7 м³/с. Также с высокой точностью (95 %) была получена математическая модель этой зависимости:

$$q_w = -0.0005 hq^2 + 0.0248 hq + 7.6754.$$

С помощью этого уравнения также был рассчитан средний темп увеличения дебита воды, который равен приблизительно 0.41 м³/с на каждые 10 м роста МФ.

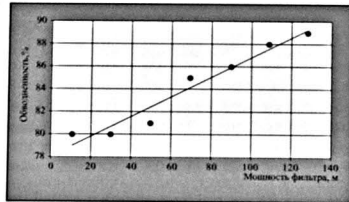


Рис. 3. Зависимость обводненности от мощности фильтра

Для большей наглядности влияния величины МФ на соотношение добычи нефти и воды была также построена зависимость средней обводненности продукции от МФ для рассматриваемого диапазона значений. Как видно из рис. 3, обводненность с ростом МФ однозначно растет, что подтверждает характер вышеописанных зависимостей. Так в скважинах с МФ до 40 м значение обводненности составляет примерно 80 %, а в скважинах с МФ от 120–140 м обводненность продукции S достигает уже 90 %. С помощью компьютерной программы с 95 %-ой точностью получена математическая модель этой зависимости в виде линейного уравнения:

$$S = 0.087 hq + 78.07.$$

Легко можно определить, что средний темп роста обводненности в рассматриваемом диапазоне значений показателей составляет примерно 0.87 % на каждые 10 м увеличения МФ.

Сравнительный анализ всех рассмотренных зависимостей показывает, что наиболее благоприятный предел значений МФ, при котором дебиты нефти и воды являются наиболее приемлемыми, это около 60 м. Так, средние дебиты нефти в этой группе скважин изменяются в пределах 0.85–0.82 т/сут, а дебиты воды 7.3–7.8 м³/сут. В остальных скважинах с МФ больше 60 м дебиты нефти снижаются до 0.6 т/сут, а по воде возрастают до 11 м³/сут.

Соответственно дебитам нефти и воды, обводненность в скважинах с МФ до 60 м составляет в среднем 80–81 %, а в остальных – до 90 %. Сравнение значений показателя водо-нефтяного фактора (ВНФ) как отношение q_w/q_n также показало существенное различие в группах скважин с различными значениями МФ. Расчеты показывают, что если в скважинах с МФ до 60 м ВНФ равен 5.6 м³/т, то в скважинах с МФ больше 60 м этот показатель становится больше почти в 2 раза. Из всего вышесказанного следует, что при текущих условиях разработки и эксплуатации, вследствие общего истощения пластов и их интенсивной обводненности, рекомендуемое возможное уменьшение перфорированных интервалов фильтров более 60 м не всегда является целесообразным. Несмотря на положительные показатели существующих результатов ранних геофизических исследований, произведенные в соответствии с этим дострыли фильтров могут привести к уже обводненным интервалам и поэтому будут неэффективными.

Проведенные исследования показали общие закономерности влияния величины МФ на добычные возможности скважин, соответствующие конкретным рассматриваемым условиям эксплуатации. Главной причиной уменьшения дебитов нефти и увеличения дебитов воды с ростом МФ является общее истощение пласта, очень низкие текущие пластовые давления и высокая обводненность. Применение наиболее простого линейного закона притока из пласта в скважину довольно ясно подтверждает это. Подробное изучение промысловой информации выявило, что в большинстве скважин текущие пластовые давления не превышают нескольких МПа, что по видимому недостаточно для обеспечения приемлемой эксплуатационной производительности и следовательно добычных показателей. Основной причиной низкой эффективности МФ при малых значениях перепада давления является наличие большого количества свободного газа в призабойной зоне скважин и как следствие значительное снижение фазовой проницаемости для нефти.

Другим важным фактором, препятствующим эффективному увеличению МФ и повышению дебитов нефти, является закономерное интенсивное обводнение ранее продуктивных

пластов и скважин, характерное для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. В таких условиях обводнение скважин практически сводит на нет все результаты геолого-технических мероприятий не только по регулированию МФ, но и по воздействию на призабойную зону скважин с целью повышения продуктивности. В связи с этим, проведение мероприятий по ограничению водоприемов, является весьма актуальной проблемой как для рассматриваемого, так и для всех длительно разрабатываемых месторождений.

Являясь по существу одним из параметров продуктивности, толщина фильтра и интервал перфорации обсадной колонны скважин должны быть выбраны обоснованно, как на основе тщательного анализа уже существующего материала, так и с учетом результатов проводимых промыслово-геофизических, а также других исследований и мероприятий.

Таким образом, результаты всех исследований, проведенных на основе имеющейся промысловой информации, способствуют принятию обоснованных технологических решений с целью повышения продуктивной эффективности перфорированного фильтра на рассматриваемом месторождении даже без проведения дополнительных промысловых мероприятий.

Однако данный подход не представляется заменой промыслово-гидродинамических и других скважинных исследований, регулярное проведение которых по известным причинам ограничено, а может быть применено только как дополнительный инструмент, используемый в условиях недостаточности информации, и в соответствии с общей стратегией дальнейшей эксплуатации данного месторождения.

В заключение следует отметить, что все вышеописанные исследования были проведены только для рассматриваемых условий эксплуатации и результаты получены только для фактических данных диапазонов значений рассматриваемых показателей и параметров. Вместе с тем наглядность, простота, а также достоверность полученных результатов и хорошая применимость к промысловым данным предполагают успешно использование данного подхода при решении аналогичных задач.

1. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1991, 294 с.
2. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2005, 607 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997, 254 с.
4. Родионов Д.А., Коган В.И., Голубева В.А. и др. Справочник по математическим методам в геологии. – М.: Недра, 1987, 335 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977, 230 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Филиппов В.П., Аметов И.М. Системные методы в нефтедобыче. – М.: изд-во "Техника", ООО, "ТУМА ГРУПП", 2002, 144 с.

References

1. Lysenko V.D. Optimizatsiya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. – M.: Nedra, 1991, 294 s.
2. Lysenko V.D., Grayfer V.I. Ratsional'naya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. – M.: Nedra, 2005, 607 s.
3. Mirzadzhanzade A.Kh., Shakhverdiev A.Kh. Dinamicheskie protsessy v neftegazodobyche. – M.: Nauka, 1997, 254 s.
4. Rodionov D.A., Kogan V.I., Golubeva V.A. i dr. Spravochnik po matematicheskim metodam v geologii. – M.: Nedra, 1987, 335 s.
5. Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. Matematicheskaya teoriya experimenta v dobyche nefiti i gaza. – M.: Nedra, 1977, 320 s.
6. Mirzadzhanzade A.Kh., Filippov V.P., Ametov I.M. Sistemnye metody v nefte dobyche. – M.: izd-vo "Tekhnika", ООО, "TUMA-GROUPP", 2002, 144 s.