

2. Предупреждение загрязнения окружающей среды при строительстве скважин: Экспресс-информ./ВНИИОЭНГ. Сер. "Защита от коррозии и охрана окружающей среды". 1994. Вып. 4. С. 24-28.

3. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: Изд-во МГУ, 1998.

Получено 11.01.2000

УДК 622.241:622.276

В.А. Мордвинов, Н.А. Шевко.

Пермский государственный технический университет

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

Рассмотрены вопросы определения показателей технологической эффективности проводимых на скважинах технико-технологических мероприятий, направленных на увеличение отборов нефти и нефтеотдачи пластов.

На прискважинные или более удаленные зоны продуктивных пластов воздействуют с целью увеличения текущих отборов нефти, коэффициентов нефтеизвлечения, снижения отборов попутно добываемой с нефтью воды. Любые действия, направленные на решение указанных задач, можно рассматривать как технико-технологические мероприятия (ТТМ), проводимые через добывающие и нагнетательные скважины. Сущность ТТМ – воздействие на пласт в той или иной его части, основанное на использовании физико-химических и химических реагентов, повышенных или высоких давлений и температур, волновых и колебательных процессов и др.

Технологическая эффективность ТТМ в случае поддержания пластового давления определяется для отдельных скважин или участков (элементов) залежи, включающих добывающие и нагнетательные скважины, в которых проведены работы по воздействию на пласт.

В качестве показателей технологической эффективности для добывающих скважин целесообразно рассматривать: успешность проведения работ; продолжительность рабочего и календарного времени, в течение которого сохраняется технологический эффект; увеличение коэффициента эксплуатации скважины в период действия эффекта (ПДЭ); прирост добычи нефти из скважины за ПДЭ; среднесуточный прирост добычи нефти за этот период; уменьшение отбора воды из скважины за ПДЭ в целом и в среднем за одни сутки; увеличение коэффициента охвата пласта дренированием после ТТМ.

Для нагнетательных скважин рассматриваются первые три из перечисленных выше показателей, а также: увеличение (уменьшение) объемов закачки воды за ПДЭ; среднесуточный прирост (уменьшение) закачки воды (приемистости скважины) за ПДЭ; увеличение коэффициента охвата пласта при заводнении (расширение профиля приемистости скважины) после ТТМ.

Для отдельного участка (элемента) залежи показателями технологической эффективности ТТМ являются: увеличение (прирост) добычи нефти по участку за ПДЭ; уменьшение отбора воды по участку за этот же период; уменьшение обводненности нефти, добываемой по участку за ПДЭ; увеличение подвижных запасов нефти, вовлеченных в разработку скважинами данного участка после проведения ТТМ.

Показатели технологической эффективности ТТМ определяются следующим образом:

1. Успешность проведения работ

$$n_y = (N_e / N) \cdot 100\%,$$

где N_e - количество эффективных (с технологическим эффектом) ТТМ;

N - общее число ТТМ.

Технологически эффективными считаем все ТТМ, обеспечивающие на ~~какой-либо~~ период времени увеличение добычи нефти или уменьшение отбора воды из добывающих скважин не менее чем на 10%.

2. Продолжительность рабочего времени (T_p) для скважины в период действия эффекта – это число дней (суток) работы скважины в данный период. Определяется путем учета времени работы скважины или по формуле

$$T_p = \sum_{i=1}^{n_{эф}} K_{э_i} t_{к_i},$$

где $K_{э_i}$ - коэффициент эксплуатации скважины в i -й месяц;

$t_{к_i}$ - число дней (суток) в i -м месяце;

$n_{эф}$ - число месяцев, в течение которых сохранялся технологический эффект.

3. Увеличение коэффициента эксплуатации скважины в ПДЭ

$$n_p = \frac{\sum_{i=1}^{n_{эф}} K_{э_i}}{n_{эф} K_{э,уч}},$$

где $K_{э,уч}$ - коэффициент эксплуатации скважины за учетный период, предшествующий проведению ТТМ.

Продолжительность учетного периода должна составлять не менее трех месяцев.

4. Прирост добычи нефти из скважины за ПДЭ

$$\Delta Q_n = \sum_{i=1}^{n_{эф}} \Delta q_n t_i \quad \text{или} \quad \Delta Q = Q_{н.ф} - Q_{н.б},$$

где Δq_n - среднесуточный прирост добычи нефти за i -й календарный месяц после ТТМ, т/сут;

t_i - число дней работы скважины в i -м месяце;

$Q_{н.ф}$ - фактическая накопленная добыча нефти к концу ПДЭ, т;

$Q_{н.б}$ - базовая накопленная добыча нефти к концу этого периода, т.

Определение $Q_{н.б}$ производится путем экстраполяции характеристики (характеристик) вытеснения нефти водой, кривых снижения отборов (дебитов) или по формуле

$$Q_{н.б} = Q_{н.уч} + q_{н.б} \sum_{i=1}^{n_{30}} t_i d_i,$$

- где $Q_{н.уч}$ - накопленная фактическая добыча нефти к концу учетного периода перед ТТМ, т;
 $q_{н.б}$ - базовый среднесуточный дебит скважины (т/сут), равный среднесуточному дебиту этой скважины за 30 рабочих дней, предшествующих проведению ТТМ;
 d_i - коэффициент естественного снижения дебита по нефти (или его увеличения по отношению к $q_{н.б}$ в связи с изменением условий), соответствующий i -му месяцу.

5. Среднесуточный прирост добычи нефти за ПДЭ, т/сут.

$$\Delta q_n = \Delta Q_n / T_p,$$

6. Среднесуточный прирост добычи нефти за i -й календарный месяц после ТТМ (в период действия эффекта)

$$\Delta q_{ni} = q_{ni} - q_{н.б} d_{ni},$$

где q_{ni} - фактический среднесуточный дебит скважины за i -й календарный месяц, т/сут.

7. Уменьшение отбора воды из скважины за ПДЭ

$$\Delta Q_w = \sum_{i=1}^{n_{30}} \Delta q_{wi} t_i \quad \text{или} \quad \Delta Q_w = Q_{в.ф} - Q_{в.б},$$

где Δq_{wi} - среднесуточное уменьшение отбора воды за i -й календарный месяц после ТТМ, т/сут;

$Q_{в.ф}$ - накопленный фактический отбор воды к концу ПДЭ, т;

$Q_{в.б}$ - накопленный базовый отбор воды к концу этого периода, т.

Определяется $Q_{в.б}$ путем экстраполяции на период действия эффекта характеристики вытеснения или по формуле

$$Q_{в.б} = Q_{в.уч} + q_{в.б} \sum_{i=1}^{n_{30}} t_i d_{wi},$$

где $Q_{в.уч}$ - накопленный фактический отбор воды к концу учетного периода перед ТТМ, т;

d_{wi} - коэффициент естественного увеличения отбора воды (или его уменьшения в связи с изменением условий) по отношению к базовому значению, соответствующий i -му месяцу;

$q_{в.б}$ - базовый среднесуточный отбор воды из скважины (т/сут.), равный среднесуточному отбору воды за 30 рабочих дней, предшествующих проведению ТТМ.

8. Среднесуточное уменьшение отбора воды из скважины в ПДЭ, т/сут.,

$$\Delta q_n = \Delta Q_n / T_p.$$

9. Среднесуточное уменьшение отбора воды за i -й календарный месяц в ПДЭ

$$\Delta q_{ni} = q_{a,6} d_{ni} - q_{ni},$$

где q_{ni} - фактический среднесуточный отбор воды за i -й календарный месяц, т/сут.

10. Увеличение коэффициента охвата пласта дренированием или закачкой

$$n_{\text{охв}} = K_2 / K_1 = h_2 / h_1,$$

где K_1 и K_2 - соответственно коэффициенты охвата до и после ТТМ:

$$K_1 = h_1 / h_{\text{эф}}, \quad K_2 = h_2 / h_{\text{эф}},$$

h_1 и h_2 - работающая толщина пласта до и после ТТМ;

$h_{\text{эф}}$ - эффективная толщина пласта.

11. Среднесуточный прирост (уменьшение) закачки воды в нагнетательную скважину в ПДЭ ($\text{м}^3/\text{сут.}$)

$$\Delta П = \frac{V - П_6 \sum_{i=1}^{n_{\text{раб}}} t_i p_i}{T_p},$$

где V - объем закачки воды за ПДЭ;

$П_6$ - базовая приемистость скважины (средняя за 30 рабочих дней до ТТМ), $\text{м}^3/\text{сут.}$;

p_i - коэффициент естественного снижения приемистости, соответствующий i -му месяцу.

12. Прирост (уменьшение) закачки воды в нагнетательную скважину за ПДЭ

$$\Delta V = V - П_6 \sum_{i=1}^{n_{\text{раб}}} t_i p_i.$$

13. Прирост добычи нефти и уменьшение отбора воды по участку за ПДЭ могут быть определены с использованием характеристик вытеснения или так называемых формальных кривых [1], кривых снижения отбора (дебитов), построенных для данного участка залежи с учетом работы всех скважин в течение учетного периода до ТТМ и в период действия эффекта. При построении характеристики вытеснения в координатах «накопленный отбор нефти - накопленный отбор жидкости» длина отрезка на базовой линии (участок экстраполяции)

$$l = \frac{m \cdot K_3}{m_{\text{уч}} \cdot K_{3,\text{уч}}} \cdot l_{\text{раб}},$$

где $l_{\text{уч}}$ - длина отрезка на линии, построенной для учетного периода до ТТМ

$m_{\text{уч}}$ и m - число календарных месяцев работы скважин в течение учетного периода и ПДЭ.

Коэффициенты эксплуатации $K_{3,\text{уч}}$ и K_3 определяются для всех скважин участка.

Увеличение добычи нефти по участку за ПДЭ

$$\Delta Q_{н.у} = \pm \Delta Q_{ж.у} \pm \Delta Q_{в.у},$$

где $\Delta Q_{ж.у}$, $\Delta Q_{в.у}$ - изменение (увеличение или уменьшение) отбора жидкости и воды по участку за ПДЭ;

$$\Delta Q_{в.у} = \pm \Delta Q_{ж.у} - \Delta Q_{н.у}.$$

14. Увеличение за счет ТГМ подвижных запасов нефти, вовлеченных в разработку скважинами участка, определяется по результатам экстраполяции характеристик вытеснения или формальных кривых для действующих добывающих скважин участка, например, характеристики вытеснения в координатах «накопленная добыча нефти – отношение текущего отбора воды к текущему отбору жидкости».

15. Уменьшение обводненности нефти, добываемой по участку залежи за ПДЭ,

$$K_v = a_{гн} / a,$$

где $a_{гн}$, a – обводненность нефти, добываемой по участку за учетный период и за ПДЭ,

$$a_{гн} = \frac{\Delta Q_{в.уч}}{\Delta Q_{ж.уч}}, \quad a = \frac{Q_{в.ф} - Q_{в.уч}}{Q_{ж.ф} - Q_{ж.уч}};$$

$\Delta Q_{в.уч}$, $\Delta Q_{ж.уч}$ - отборы воды и жидкости за учетный период, т;

$Q_{в.уч.}$, $Q_{в.ф}$ и $Q_{ж.уч.}$, $Q_{ж.ф}$ - накопленные отборы воды и жидкости к концу учетного периода и ПДЭ, т.

Список литературы

1. Шевко Н.А., Мордвинов В.А., Гудков Е.П. К оценке некоторых технико-экономических показателей при добыче нефти//Актуальные проблемы геологии нефти и газа: Материалы регион. научно-практ. конф. Ухта, 1999. С.282-284.
2. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении/ Т.А.Бурдынь, А.Т.Горбунов, Л.В.Лютин и др. М.: Недра, 1983.

Получено 24.01.2000

УДК 622.831.312+51.001.57

Ю. В. Соколкин, И. Н. Щапова

Пермский государственный технический университет

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМИРОВАНИЯ СОЛЯНЫХ ПОРОД ВОКРУГ ПОЛОСТЕЙ НЕФТЕХРАНИЛИЩ

Построена математическая модель необратимого деформирования соляных пород с учетом эволюции систем дефектов. Макроскопические уравнения состояния, полученные в рамках термодинамики необратимых процессов, описывают взаимодействие и взаимовлияние процессов релаксации напряжений и эволюции систем дефектов и позволяют