

2. Буллен К.Е. Плотность Земли. — М.: Мир, 1978. — С. 326–327.
3. Ведерников Г.В., Чернышова Т.И. Экспертиза рекомендаций на заложение поисково-разведочных скважин // Геофизика. — 2010. — № 1. — С. 38–44.
4. Ковалева Л.А. Физика нефтегазового пласта. — Уфа: РИО, БашГУ, 2008. — С. 192–193.
5. Лобанов А.М., Каххоров У.Х. Опыт регистрации инфранизкочастотных гравинерциальных колебаний: Материалы «Полар-2012». — М.: ИЗМИРАН, 2012.
6. Лобанов А.М., Волоцков М.Ю., Скачков С.А. О проблемах микрорегальных съемок // Разведка и охрана недр. — 2012. — № 6. — С. 50–52.
7. Лобанов А.М. Рандомизация, как способ уменьшения корреляционных связей помех и аномалий // Геофизика. — 2012. — № 1. — С. 66–69.
8. Николаевский В.Н. Изменения сейсмических волн из-за присутствия газа в пластах // Геофизика. — 2014. — № 3. — С. 14–20.
9. Торге В. Гравиметрия. — М.: МИР, 1999. — С. 75–76.
10. Латынина А.А., Милюков В.К., Васильев И.М. О глобальных возмущениях деформаций земной коры перед сильнейшими мировыми землетрясениями / Геофизика XXI столетия. — М.: Научный мир, 2006. — С. 206–212.
11. Пичугин О.Н., Александров Д.М., Горюнов Е.Ю. и др. Влияние современной геодинамической обстановки на технологические показатели работы скважин месторождения Северные Бузачи // Вестник ЦКР Роснедра. — 2014. — № 2. — С. 28 — 36.
12. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. Новые технологии и решение прикладных задач. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред. Т. 3. — М.: ЦИТвП, 2007. — С. 149 — 266.

© Лобанов А.М., Романов В.В., 2015

Лобанов Александр Михайлович // lobannet@mail.ru
Романов Виктор Валерьевич // roman_off@mail.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 504

$$\Delta P_p \leq \Delta P_{\text{доп}}$$

Аликин Э.А. (Пермский государственный национальный исследовательский университет)

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЕМКОСТИ ГЛУБОКИХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ В НИХ ВРЕДНЫХ ЖИДКИХ ОТХОДОВ

*Изложены методы оценки эксплуатационной емкости: гидродинамический, гидравлический, балансовый и гидрогеологических аналогов. **Ключевые слова:** полигон, пласт-коллектор, допустимое и расчетное повышения пластового давления.*

Alikin E.A. (Perm state national research University)

METHOD OF ASSESSMENT OF OPERATIONAL CAPACITY DEEP AQUIFERS FOR DISPOSAL OF HARMFUL LIQUID WASTE

*The article describes the methods for evaluating the operational capacity: hydrodynamic, hydraulic, balance, and hydrogeological analogs. **Key words:** polygon, reservoir and estimated allowable increase reservoir pressure.*

В нормативно-методических документах [2, 4] отсутствует дефиниция предела повышения пластового давления в пласте-коллекторе при принудительном внедрении в него жидких отходов. Это предопределяет недостаточную достоверность оценки эксплуатационной емкости пласта-коллектора, независимо от использованного метода.

Опираясь на основные дефиниции, приведенные в статье [1], а также аналогию методики оценки эксплуатационных запасов подземных вод и эксплуатационной емкости пласта-коллектора предлагается внести понятие допустимого повышения пластового давления ($\Delta P_{\text{доп}}$) по аналогии с допустимым понижением уровня подземных вод при эксплуатации водозабора. В этом случае расчетное повышение пластового давления (ΔP_p) на конечный срок эксплуатации полигона не должно превышать $\Delta P_{\text{доп}}$ во избежание гидроразрыва верхнего водоупора и нарушения изолированности пласта-коллектора:

При соблюдении неравенства расчет эксплуатационной емкости является приемлемым, в противном случае необходим перерасчет, основанный на пересмотре основных технико-экономических концепций эксплуатации полигона (количества нагнетательных скважин, их проектной приемистости и взаимного расположения).

Из геомеханики известно, что $\Delta P_{\text{доп}}$ равно разности между боковым давлением (P_b) и пластовым давлением в естественных условиях верхнего водоупора.

Боковое давление определяется по формулам:

$$P_b = \frac{V}{1-V} \cdot P_{\text{гор}}$$

где V — коэффициент Пуассона, $P_{\text{гор}}$ — давление выше-лежащих пород.

$$V = 0,35 - 0,006 \cdot n,$$

где n — пористость пород водоупора, %.

Давление $P_{\text{гор}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гор}} = H \cdot \gamma,$$

где γ — усредненная объемная масса вышележащих пород, т/м³.

Пластовое давление ($P_{\text{пл}}$) в пласте-коллекторе определяется по формуле:

$$P_{\text{пл}} = 0,106(H - 0,489),$$

где H — глубина залегания подошвы верхнего водоупора.

Тогда
$$\Delta P_{\text{доп}} = P_b - P_{\text{пл}}$$

В реальных условиях глубоких водоносных горизонтов $\Delta P_{\text{доп}}$ изменяется от 1,5 до 5,5 МПа.

Расчетные повышения давления ΔP_p в пласте-коллекторе в зависимости от конкретных геологических гидрогеологических, структурных и палеогеографических условий, а также объема отходов и изученности целевого пласта-коллектора определяются следующими методами: гидродинамическим, в том числе методом математического моделирования; гидравлическим; балансовым и методом гидрогеологических аналогов.

Прогнозные гидрогеологические расчеты имеют целью количественно определять ожидаемые изменения в гидрогеологической обстановке при эксплуатации полигона. Основные изменения связаны с тем, что в пласт-коллектор принудительно внедряется определенный объем жидких отходов, которые замещают пластовые рассолы за счет увеличения пластового давления и формирования воронки репрессии (нагнетания) вокруг полигона, имеющей близкую к круговой форму. Внедрение отходов в пласт-коллектор происходит за счет увеличения степени упругого сжатия всего объема пластовых вод и вмещающих пород и обеспечивается повышением в них пластового давления.

Гидродинамический метод основан на применении для расчета повышения ΔP_p математических формул в зависимости от граничных условий пласта-коллектора в плане. Особенности распространения глубоких водоносных горизонтов (ГВГ) обуславливают наличие типов граничных условий по площади их развития. При схематизации природных условий все ГВГ можно разделить на две большие группы. К первой относятся ГВГ, имеющие такие размеры в плане, что при закачке в них отходов влияние границ можно не учитывать. Ко второй — ГВГ, размеры которых ограничены и пренебрегать влиянием их границ нельзя. Критерием отнесения ГВГ к той или иной группе является радиус влияния эксплуатации полигона, определяемый по формуле:

$$R = 1,5\sqrt{at},$$

где a — коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{сут}$; t — время эксплуатации полигона, сут.

При эксплуатации полигона возможно также влияние степени неоднородности пласта-коллектора в зоне влияния эксплуатации. Поэтому следует выделять внешние и внутренние границы пласта-коллектора в плане.

Наиболее распространенной схемой является неограниченный в плане пласт, менее распространены полуограниченный пласт с непроницаемым контуром и пласт-круг.

В неограниченном пласте расчетное повышение пластового давления определяется по формуле Тейса:

$$\frac{100\Delta P_p}{\gamma} = \frac{Q}{4\pi km} \ln \frac{2,25at}{r_0},$$

где Q — приемистость скважин или нагнетательного узла, $\text{м}^3/\text{сут}$; km — коэффициент водопроводимости, $\text{м}^2/\text{сут}$; γ — объемная масса отходов, $\text{т}/\text{м}^3$; r_0 — радиус скважины или приведенный радиус узла, м; t — время эксплуатации, сут.

В полуограниченном пласте с непроницаемым контуром повышение пластового давления определяется по видоизмененной формуле Маскета:

$$\frac{100 \Delta P_p}{\gamma} = \frac{Q}{2\pi km} \left(\frac{2at}{R_k^2} + \ln \frac{R_k}{r_0} - 0,75 \right),$$

где R_k — приведенный радиус площади пласта-коллектора.

$$R_k = \sqrt{\frac{F}{\pi}},$$

где F — площадь пласта-коллектора.

В пласте-круге повышение пластового давления определяется по формуле:

$$\frac{100\Delta P_p}{\gamma} = \frac{Q}{4\pi(km_1)} \left(2 \ln \frac{r_{np}}{r} \right) + \frac{(km_1)}{(km_2)} \ln \frac{2,25a_2t}{r_{np}^2},$$

где km_1 — коэффициент водопроводимости внутреннего круга; km_2 — коэффициент водопроводимости внешнего кольца; r_{np} — радиус внутреннего круга; r — радиус скважины; a_2 — коэффициент пьезопроводности внешнего кольца.

Метод математического моделирования является модификацией гидродинамического метода, поскольку позволяет более полно учесть в расчетах конкретные гидрогеологические условия (реальные плановые внешние и внутренние границы, зональность фильтрационных, емкостных и миграционных параметров пласта-коллектора), систему и режим эксплуатации полигона. Нестационарную гидродинамическую модель полигона рекомендуется реализовать в последней версии 2010.1 на лицензионном программном продукте «VisualMODFLOWPremium», широко используемом в Европе и США.

Обязательным условием является калибровка модели путем решения промежуточной прогнозной задачи, т.е. сопоставления ΔP_p с ΔP_{ϕ} (фактическим повышением давления в нагнетательной и наблюдательной скважинах через промежуток времени от начала закачки стоков, достаточный для проявления внутренних границ пласта-коллектора).

При сопоставлении расчетных и фактических величин приращения пластового давления модель используется для расчета эксплуатационной емкости пласта-коллектора на конечный срок эксплуатации полигона.

Гидравлический метод применяется в сложных гидрогеологических условиях, определяемых невозможностью или неоднозначностью плановой схематизации зоны влияния будущего полигона или при весьма неоднородных фильтрационных и емкостных свойствах пласта-коллектора. Он заключается в использовании для расчета повышения пластового давления эмпирических зависимостей между приемистостью нагнетательной скважины и повышением давления в пласте-коллекторе и между повышением давления и временем, которые устанавливаются по данным одиночных нагнетаний. В обобщенном виде зависимость представляется в следующем виде:

$$\Delta P_p = \Delta P_0 + \Delta P_0(t),$$

где ΔP_p — расчетное повышение давления при эксплуатационной приемистости Q , на конечный срок эксплуатации полигона; ΔP_0 — повышение давления в скважине, определяемое по зависимости ее приемистости от повышения давления для заданной проектной приемистости на момент окончания нагнетания; $\Delta P_0(t)$ — дополнительное повышение давления в сква-

жине, эксплуатируемой с Q_3 за время от окончания нагнетания до конца срока, на который рассчитывается эксплуатационная емкость.

Для изолированных напорных глубоких водоносных горизонтов (целевых пластов-коллекторов) зависимость между приемистостью скважины (Q) и повышением в ней давления характеризуется уравнением кривой, достоверно не экстраполируемой:

$$\Delta P = aQ + bQ^2$$

где a и b — эмпирические коэффициенты.

Для преобразования уравнения кривой в уравнение прямой следует левую и правую части уравнения поделить на Q , тогда

$$\frac{\Delta P}{Q} = a + bQ,$$

где
$$a = \frac{\Delta P_2}{Q_2} - bQ_2; \quad b = \frac{\frac{\Delta P_2}{Q_2} - \frac{\Delta P_1}{Q_1}}{Q_2 - Q_1}.$$

С целью определения ΔP_0 одиночное опытное нагнетание проводится минимум с двумя степенями приемистости. По его результатам строится эмпирический график функции:

$$\frac{\Delta P}{Q} = f(Q),$$

который экстраполируется для определения повышения пластового давления (ΔP_0) в скважине при заданной эксплуатационной приемистости (Q_3) (рис. 1).

Значение ΔP_0 может быть рассчитано по данным ОФР в аналитической и графической форме.

Для аналитического определения Н.Н. Биндеманом получена расчетная формула:

$$\Delta P_0(t) = \frac{Q_3}{Q_2} (\Delta P_2 - \Delta P_1) \frac{\ln t_3 - \ln t_2}{\ln t_2 - \ln t_1},$$

где Q_2 — приемистость конечной ступени опытного нагнетания; ΔP_1 и ΔP_2 — повышения давления в скважине в начальный и завершающий периоды конечной ступени; $\ln t_1$ и $\ln t_2$ — логарифмы продолжительности начального и завершающего периода конечной ступени; $\ln t_3$ — логарифм продолжительности эксплуатации полигона.

Графическое решение задачи проводится по установленному виду зависимости $\Delta P = f(t)$, чаще всего выраженному функцией $\Delta P = f(\ln t)$ в процессе конечной ступени ОФР. Эта зависимость экстраполируется от момента окончания нагнетания на конец расчетного срока эксплуатации полигона при опытном дебите, тогда

$$\Delta P_0(t) = \frac{Q_3}{Q_2} \cdot \Delta P'(t),$$

где $\Delta P'(t)$ — дополнительное повышение давления в скважине, эксплуатируемой с опытным дебитом

Q_2 за время от окончания нагнетания до конца расчетного срока эксплуатации.

Балансовый метод может быть использован с целью предварительной оценки эксплуатационной емкости пласта-коллектора для удовлетворения потребности захоронения незначительного объема жидких отходов, а также обоснования использования для захоронения отходов выработанных нефтяных месторождений с небольшим (менее 10) фондом пробуренных скважин.

Полезная емкость пласта-коллектора зависит от его упругих свойств, которые проявляются при изменении пластового давления. Характерной особенностью упругого режима является сжатие пластовых рассолов и расширение порового пространства водовмещающих пород под влиянием увеличения пластового давления в процессе закачки отходов.

Экспериментальные исследования согласно работе [3] показали, что коэффициент упругости пластовых вод β_v изменяется в пределах $(2,7-5,0) \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1}$ в зависимости от содержания в них растворенного газа, минерализации и температуры. Коэффициент упругости горных пород β_n варьирует в пределах $(0,3-1,7) \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1}$. На полезную емкость будет оказывать влияние коэффициент упругости емкости пласта-коллектора $\beta_{пл}$, равный по В.Н. Щелкачеву:

$$\beta_{пл} = n \cdot \beta_v + \beta_n,$$

где n — активная пористость водовмещающих пород.

Численное значение упругой емкости пласта-коллектора определяется по формуле:

$$V_{упр} = \beta_{пл} \cdot \pi R^2 \frac{0,434 \Delta P_{доп}}{\ln \frac{R}{r_c}},$$

где R — приведенный радиус влияния эксплуатации полигона; r_c — радиус нагнетательной скважины или приведенный радиус узла скважины.

Оценка эксплуатационной емкости выработанного нефтяного месторождения проводится путем сопоставления объема жидкости и газа, находящихся в пределах месторождения в естественных условиях и их

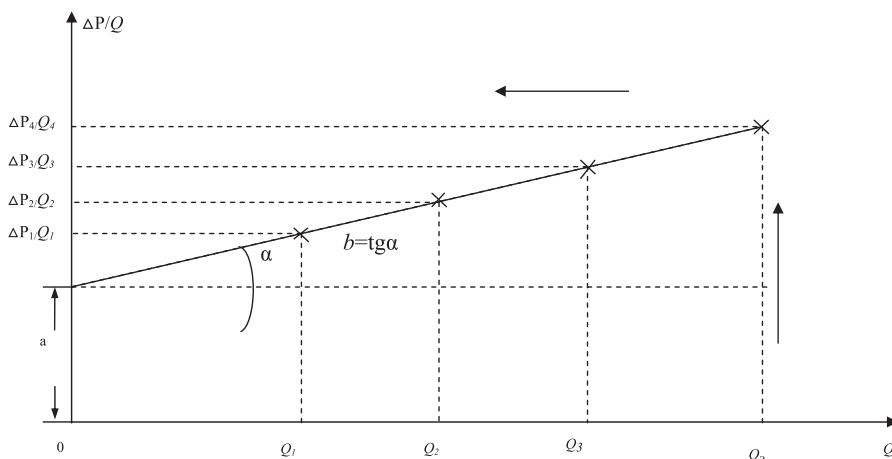


График зависимости удельного повышения давления от приемистости скважины

объема, извлеченных в процессе разработки месторождения по формуле:

$$\frac{V}{t} = [V_H + (V_p - V_{\text{плд}}) + V_2],$$

где $\frac{V}{t}$ — эксплуатационная емкость, м³/сут; V_H — извлеченный объем нефти, м³; V_p — извлеченный объем поровых вод, м³; $V_{\text{плд}}$ — закаченный объем воды для поддержания пластового давления, м³; V_2 — извлеченный объем газа, м³.

Возможность организации полигона захоронения в этом случае обосновывается соответствующим качеством цементажа эксплуатационных колонн скважин в пределах месторождения.

Метод гидрогеологических аналогов заключается в экстраполяции данных с участка недр-аналога на оцениваемый участок. Для оценки эксплуатационной емкости пласта-коллектора обязательно должна быть доказана идентичность гидрогеологических и структурно-палеогеографических условий оцениваемого участка с эксплуатируемым или разведанным полигоном. Важно отметить, что обоснование сходства двух объектов производится не по абсолютным значениям расчетных параметров, а по закономерностям их изменения по площади и в разрезе, а также внутренним и внешним границам, обеспечивающих возможность или невозможность схематизации граничных условий пласта-коллектора.

При оценке эксплуатационной емкости количественные критерии вводятся в расчет определением соотношения тех или иных параметров и соответствующей корректировкой величины площадного или линейного модуля эксплуатационной емкости для вновь оцениваемого участка по сравнению с участком-аналогом. В частности, коррективы могут вноситься по соотношению величины km и эксплуатационного повышения давления:

$$M_{\text{э.н.}} = M_{\text{э.а.}} \frac{km_n \cdot \Delta P_p}{km_a \cdot \Delta P_3},$$

где km_n — коэффициент водопроницаемости оцениваемого участка; km_a — коэффициент водопроницаемости аналога.

Рассчитав модуль по этой формуле, нетрудно определить величину эксплуатационной емкости пласта-коллектора:

$$Q_{\text{э.н.}} = M'_{\text{э.н.}} \cdot F \quad \text{или} \quad Q_{\text{э.н.}} = M''_{\text{э.н.}} \cdot L,$$

где $M'_{\text{э.н.}}$ и $M''_{\text{э.н.}}$ — расчетные величины соответственно площадного и линейного модуля эксплуатационной емкости на новом участке; F — площадь полигона; L — длина полигона.

Прогноз эксплуатационного повышения уровня на новом участке может быть выполнен по простой зависимости:

$$\Delta P_p = \Delta P_a \cdot \frac{Q_{\text{э.н.}} \cdot km_a}{Q_{\text{э.а.}} \cdot km_n},$$

где $Q_{\text{э.н.}}$ — дебит эксплуатационный нового месторождения; $Q_{\text{э.а.}}$ — дебит эксплуатационный месторождения аналога.

Предложенная методика оценки эксплуатационной емкости пласта-коллектора позволяет обосновать рациональный метод, исходя из конкретных условий участка недр, оптимизировать виды и объемы поисково-разведочных работ (ППР) и их стадийность и в конечном итоге ранжировать степень достоверности ее оценки.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Аликин Э.А. Основные дефиниции, необходимые для обоснования захоронения вредных жидких отходов // Разведка и охрана недр. — 2015. — № 2. — С. 55–57.
2. Гидроэкологический контроль на полигонах заправки промышленных сточных вод. Методическое руководство. — М.: Газпром, 2000.
3. Гидроэкологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / Под ред. В.А. Грабовникова. — М.: Недра, 1993.
4. Методические рекомендации по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых. — М.: ФГУ (ГКЗ), 2007.

© Аликин Э.А., 2015

Аликин Эдуард Александрович // hydrogeologypsu@gmail.com

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

УДК 549.08:550.8

Пирогов Б.И., Быстров И.Г. (ФГУП «ВИМС»)

ТИПОМОРФНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТИТАНОМАГНЕТИТА В СВЯЗИ С ОБОГАТИМОСТЬЮ ЖЕЛЕЗНЫХ РУД МАГМАТИЧЕСКОГО ГЕНЕЗИСА

Рассмотрены минералого-технологические особенности титаномagnetита месторождений различных геологоструктурных позиций и их влияние на обогатимость магматогенных железных руд с позиций учения об онтогенезе и типоморфизме. **Ключевые слова:** технологическая минералогия, железные руды, титаномagnetит, ильменит, типоморфизм, обогащение.

Pirogov B.I., Bystrov I.G. (VIMS)

TYPOMORPHIC FEATURES TITANOMAGNETITE IN CONNECTION WITH THE DRESSABILITY OF IGNEOUS IRON ORES

Considered mineralogical and technological features of titanomagnetite deposits of different geological and structural positions and their influence on dressability magmatic iron ore from the theory of ontogeny and typomorphism. **Key words:** technological mineralogy, iron ore, titanomagnetite, ilmenite, typomorphism, dressing.

На долю титаномagnetитовых руд в структуре общих подтвержденных запасов железа и титана в РФ и в мире (без РФ) приходится: Fe, соответственно — 13,5 % и