

УДК 622.276.53-054

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ
ПОРОД ВБЛИЗИ ЗАБОЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**STUDY OF ROCK FORMATION STRESSED STATE
NEAR INJECTION WELLS BOTTOM HOLE**

Хабибуллин М.Я.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация**

M.Ya. Khabibullin

**Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy,
Russian Federation**

e-mail: m-hab@mail.ru

Аннотация. Механизм разрушения пласта фильтрационным потоком недостаточно изучен. Не учитывается такой существенный фактор, как длительное деформирование породы с потерей прочности, которое влияет на долговечность цементного камня за обсадной колонной скважин, длительность работы нагнетательной скважины с достаточной приемистостью закачиваемой жидкости. В связи с этим рассматривается упругая и пластичная задачи о напряжениях в элементе пористой среды за перфорационным отверстием в колонне при фильтрации жидкости, приняв этот элемент в виде полого полушара, опирающегося на стенку обсадной колонны.

В результате было выявлено, что для обеспечения устойчивости пород пласта к разрушению вблизи забоя скважины достаточно соблюдения условий статического равновесия упругой пористой среды, достигаемого соответствием прочностных характеристик пород прискважинной части

пласта действующим в ней напряжениям. При быстром приложении нагрузки на пласт (при импульсной закачке жидкости в скважину) напряженное состояние прифилтровой зоны будет зависеть от параметра a_p , характеризующего сжимаемость горной породы. В дальнейшем, по мере развития ползучих деформаций в условиях сохранения объема, эффект сжимаемости будет играть подчиненную роль и стремиться к нулю.

Abstract. The mechanism of formation destruction by filtration flow is not well understood. Such a significant factor as long-term deformation of the rock with loss of strength is not taken into account, which affects the durability of the cement stone behind the casing, the duration of the injection well with sufficient injectivity of the injected fluid. In this regard, the elastic and plastic problems of stresses in the element of the porous medium behind the perforation hole in the column when filtering a fluid are considered, taking this element in the form of a hollow hemisphere resting on the casing wall.

As a result, it was found that to ensure the stability of the reservoir rocks to destruction near the bottom of the borehole, it is sufficient to comply with the conditions of static equilibrium by an elastic porous medium, which is achieved by matching the strength characteristics of the rocks to the near-well part of the plate to the stresses existing in it. With the rapid application of the load on the reservoir (with the pulsed injection of fluid into the well), the stress state of the filter zone will depend on the parameter a_p , which characterizes the compressibility of the rock. In the future, as creeping deformations develop under conditions of volume conservation, the compressibility effect will play a subordinate role and tend to zero.

Ключевые слова: Давление, сжимаемость, жидкость, пористая, среда, упругость

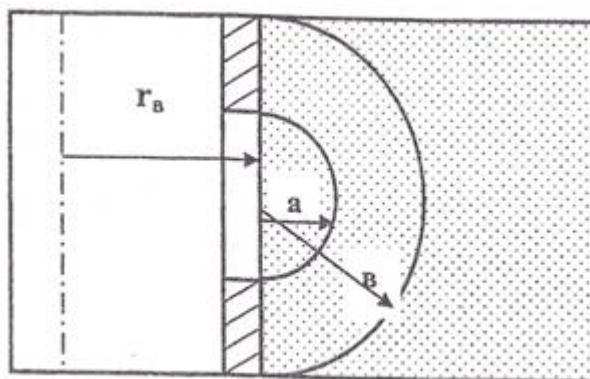
Key words: Pressure, compressibility, fluid, porous, medium, elasticity

Изучение деформации пористых, насыщенных жидкостями и газами горных пород началось в связи с решением задачи механики грунтов, основы которой были заложены работами К. Терцаги, Н.В. Герсеванова, М.А. Биот, В.А. Флорина и другими исследователями в 30-х годах прошлого века. Впервые задача о распространении напряжений вокруг скважины в упругом пласте под действием горного давления решена С.Г. Лехницким [1]. Ю.П. Желтовым [2] решена задача о напряжениях в пласте при фильтрации жидкости с учетом пластического истечения глин, перекрывающих пласт. В более поздних работах [3-6] авторы при изучении механики разрушения пласта фильтрационным потоком использовали известные решения задач.

Тем не менее, механизм разрушения пласта фильтрационным потоком недостаточно изучен. Авторы не учитывают такой существенный фактор, как длительное деформирование породы с потерей прочности, что влияет на долговечность цементного камня за обсадной колонной скважин, длительность работы нагнетательной скважины с достаточной приемистостью закачиваемой жидкости [7-10].

В связи с этим рассмотрим задачи об упругих и пластичных напряжениях в элементе пористой среды за перфорационным отверстием в колонне при фильтрации жидкости, приняв этот элемент в виде полого полушара, опирающегося на стенку обсадной колонны (рисунок 1).

За физическую модель напряженной пористой среды (цементный камень, коксо-песчаный фильтр) за отверстие перфорации может быть принят полый шар. Такая модель не учитывает отклонений линий тока от прямой, исходящей из центра отверстия в контактной плоскости. Однако при этом существенно упрощаются решения задач теории фильтрации жидкости, упругости и пластичности пористой среды, возможно определение параметров и критериев прочности материала фильтра и экспериментальная оценка принятых допущений.



- r_b – наружный радиус обсадной колонны;
- a – внутренний радиус полого шара;
- b – наружный радиус полого шара

Рисунок 1. Элемент пористой среды за перфорационными отверстиями в обсадной колонне скважины

Прежде чем решать задачу, введем некоторые уточнения в основное уравнение теории упругости – уравнение равновесия. При фильтрации жидкости через пористую среду последняя испытывает действие следующих сил:

- гидравлического давления сжатия среды P (расширение среды при снижении давления);
- массовой силы $R = -grad P$ (градиент давления).

Механизм действия этих сил следующий. При снижении гидравлического давления в пористой среде с целью вызова притока жидкости через пористую среду ее материал будет расширяться, если этому нет препятствий. Приток жидкости, например, к центру полого шара может быть осуществлен не только путем понижения давления в его полости, но и путем повышения давления жидкости снаружи. В этом, последнем случае, материал шара будет сжиматься, если этому нет препятствий. Таким образом, эффект расширения-сжатия среды при изменении давления фильтрующейся жидкости будет зависеть от знака изменения давления в системе относительно стационарного состояния, то

есть от знака перед давлением (χP , где $P = |P|$). В приведенных выше примерах в первом случае действие потенциала P на деформацию упругой пористой среды будет оцениваться знаком минус (депрессия давления – расширение материала, $\chi = -1$), а во втором случае знаком плюс (увеличение давления – сжатие материала, $\chi = \pm 1$).

С учетом принятого обозначения основные формулы обобщенного закона Гука [11] примут вид:

$$\begin{aligned}\varepsilon_r &= \frac{du}{dr} = \frac{1}{E} [\sigma_r - 2\nu\sigma_\theta] - \chi\alpha P, \\ \varepsilon_\theta &= \frac{u}{r} = \frac{1}{E} [\sigma_\theta - \nu(\sigma_\theta + \sigma_r)] - \chi\alpha P, \\ \varepsilon_z &= \varepsilon_\theta, \\ \Delta &= \varepsilon_r + \varepsilon_\theta + \varepsilon_z = \frac{du}{dr} + 2\frac{u}{r} = \frac{1}{r^2} \cdot \frac{d}{dr}(r^2u).\end{aligned}\tag{1}$$

Решая эти уравнения относительно нормальных компонент σ_r , σ_θ и учитывая, что касательные напряжения равны нулю для случая центральной симметрии, получим следующие зависимости:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= \lambda \cdot \Delta + 2\mu \frac{du}{dr} + \alpha\beta\chi P, \\ \sigma_\theta &= \lambda \cdot \Delta + 2\mu \frac{u}{r} + \alpha\beta\chi P, \\ \sigma_z &= \sigma_\theta, \\ \mu &= \frac{E}{2(1+\mu)}, \quad \lambda = \frac{\nu \cdot E}{(1+\nu) \cdot (1-2\nu)}, \quad \beta = \frac{E}{1-2\nu},\end{aligned}\tag{2}$$

где σ_r и σ_θ – нормальные напряжения: радиальное и тангенциальное, МПа;

ε_r и ε_θ – соответствующие деформации, мм;

ν – коэффициент Пуассона;

E – модуль Юнга, МПа;

α – коэффициент линейного изменения материала среды при изменении внутривещного гидравлического давления в ней.

Заметим, что в реальных условиях в горных породах и искусственных средах (цементный камень, коксо-песчаный фильтр), склонных к проявлению процессов релаксации и течения при длительных нагрузках, напряжения, вызванные изменением давления жидкости в системе, с течением времени будут исчезать.

При фильтрации жидкости на каждую точку внутри пористой среды действует градиент давления жидкости в сторону ее движения, то есть в сторону, противоположную возрастанию давления ($R = -grad\varphi$).

При оценке сжимающего действия давления на пористую среду как при создании избыточного давления в системе, так и при депрессии давления величину отклонения можно выразить через положительную функцию $P = |P(x, y, z, t)|$. Знак отклонения давления от статического (пластового) учитывает величина $\chi = \pm 1$. В связи с этим в уравнение равновесия также следует ввести величину χ перед давлением P , то есть принимать массовую силу $R = -\chi \cdot grad P$. Принятая условность упрощает решение задачи теории упругости и позволяет оперировать абсолютными величинами отклонения давления в пористой среде от статического и расходом жидкости без учета направления ее движения.

С учетом принятого обозначения уравнение равновесия напряженной пористой среды для изотропного полого шара примет вид:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + 2 \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} - \chi \frac{dP}{dr} = 0. \quad (3)$$

Это уравнение справедливо для любого агрегатного состояния материала. Подставляя значения σ_r и σ_θ из (2) в (3), получим следующее уравнение равновесия упругой среды в деформациях:

$$(\lambda + 2\mu) \frac{d}{dr} \left(\frac{du}{dr} + 2 \frac{u}{r} \right) = \chi(1 - \alpha\beta) \frac{dP}{dr} \quad (4)$$

или в векторной форме

$$(\lambda + 2\mu) grad \cdot div U = \chi(1 - \alpha\beta) grad P. \quad (5)$$

Полученное уравнение равновесия упругой пористой среды в деформациях отличается от известного в теории упругости постоянным коэффициентом $(1 - \alpha\beta)$ перед массовой силой R . Из анализа полученного уравнения упругой пористой среды в деформациях можно заключить следующее. Потенциал фильтрации жидкости через упругую пористую среду действует на нее как непосредственная массовая сила, равная градиенту давления, и как фиктивная массовая сила, пропорциональная градиенту давления. Также по действию на пористую среду она подобна действию фиктивной массовой силы – градиенту температуры в упругой среде с неравномерным распределением температуры.

Приведем имеющиеся в ограниченном объеме в литературных источниках результаты исследований сжимаемости горных пород, позволяющие оценить для них величины параметра $\alpha\beta$. Под действием гидростатического давления на образец пористой среды без оболочки его линейные размеры уменьшаются пропорционально коэффициенту α , а его объем уменьшается пропорционально $\alpha_v = 3\alpha$:

$$\Delta V = V_0 - V = l_0^3(1 - \alpha\Delta P)^3 = 3\alpha l_0^3 \cdot \Delta P. \quad (6)$$

Аналогично, при действии внешнего равномерно распределенного давления на образец, заключенный в непроницаемую оболочку, его линейные размеры уменьшаются пропорционально коэффициенту ξ_l , а объем – коэффициенту $\xi_v = 3\xi_l$. В обозначениях Ламе получим выражение [12]:

$$\xi_l = \frac{1}{\beta} = (3\lambda + 2\mu)^{-1}. \quad (7)$$

Отсюда

$$\alpha\beta = \frac{\alpha}{\xi_l} = \frac{\alpha_v}{\xi_v} \quad (8)$$

Таким образом, произведение $\alpha\beta$ есть отношение коэффициента объемного сжатия гидравлическим давлением материала образца пористой

среды (без оболочки) α к коэффициенту объемного сжатия внешним давлением образца среды, заключенного в непроницаемую оболочку ξ_v . Величины этих параметров для некоторых образцов горных пород приведены в [13]. В таблице 1 приведены величины параметров α_v и ξ_v для некоторых типов горных пород и результаты параметров $\alpha\beta$.

Таблица 1. Величины параметров α_v и ξ_v для некоторых типов горных пород

Тип горной породы	Давление напряжения сжатия, МПа	Образец породы		
		без оболочки, $10^5 \alpha_v, 1/\text{МПа}$	в оболочке, $10^5 \xi_v, 1/\text{МПа}$	отношение, $\alpha\beta$
Песчаник кварцевый	0	2,67	5,87	0,45
	12	2,65	4,28	0,62
	60	2,60	3,09	0,84
Известняк	0	2,47	2,92	0,85
	12	2,45	2,75	0,89
	60	2,41	2,35	1,02
Мрамор	0	1,39	3,31	0,42
	12	1,38	3,31	0,42
	60	1,26	1,50	0,84
Доломит	0	1,19	3,71	0,32
	12	1,10	2,54	0,47
	60	1,19	1,48	0,80
Гранит	0	1,92	7,56	0,25
	12	1,85	4,02	0,46
	60	1,67	2,53	0,66

Из анализа приведенных в таблице данных можно видеть, что параметр $\alpha\beta$ меньше единицы. В пределе для плотных сцементированных пород с низкой пористостью он, по-видимому, может приближаться к единице при больших напряжениях сжатия. Полученное в одном случае значение параметра $\alpha\beta$ больше единицы для известняка следует считать завышенным. При напряжениях сжатия 60 МПа величина параметра ξ_v должна быть больше $2,41 \cdot 10^{-5} 1/\text{МПа}$.

Теоретически возможен случай, когда $\alpha\beta = 1$. Для такой среды при создании избыточного гидродинамического давления ($\chi = +1$)

непосредственно действующая и фиктивная массовые силы компенсируют друг друга. В этом случае уравнение (4) будет без правой части, и напряжения в теле будут обусловлены только сжимающим действием избыточного давления на пористую среду. Если в этой среде возможны процессы релаксации (горные породы, цементный камень, коксо-песчаный фильтр), то с течением времени в ней создается напряженное состояние, обусловленное лишь действием непосредственной массовой силы $R = -grad P (\alpha\beta \rightarrow 0)$.

Выводы

Таким образом, для обеспечения устойчивости пород пласта к разрушению вблизи забоя скважины достаточно соблюдения условий статического равновесия упругой пористой среды, достигаемого соответствием прочностных характеристик пород прискважинной части пласта действующим в ней напряжениям.

При быстром приложении нагрузки на пласт (при импульсной закачке жидкости в скважину) напряженное состояние прифильтровой зоны будет зависеть от параметра ap , характеризующего сжимаемость горной породы. В дальнейшем, по мере развития ползучих деформаций в условиях сохранения объема, эффект сжимаемости будет играть подчиненную роль и стремиться к нулю.

Список используемых источников

1. Лехницкий С.Н. Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки круглого сечения // Известия АН СССР, ОТН. 1938. № 3. С. 69-76.
2. Желтов Ю.П. Деформация горных пород. М.: Недра, 1966. 197 с.
3. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. М.: Недра, 1987. 156 с.

4. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. М.: Недра, 1975. 216 с.
5. Саркисов Н.М., Смирнова Н.В. Изменение устойчивости призабойной зоны скважины при разработке месторождения // Нефтяное хозяйство. 1984. № 1. С. 33-34.
6. Белл Ф.Дж. Экспериментальные основы механики деформируемых твердых тел. М.: Наука, 1984. 431 с.
7. Хабибуллин М.Я., Арсланов И.Г., Абдюкова Р.Я. Оптимизация процесса вытеснения нефти при стационарной импульсной закачке воды // Нефтепромысловое дело. 2014. № 3. С. 24-28.
8. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зайнагилина Л.З., Петров В.А. Варианты импульсного нестационарного заводнения в блоковых системах разработки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 5. С. 99-103.
9. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Филимонов О.В. Повышение эффективности разовых гидроимпульсных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 113-117.
10. Хабибуллин М.Я., Петров В.А., Петрова Л.В., Хабибуллина Р.Г. Исследование процессов поглощения волн давления от закачиваемых жидкостей в структуре горной породы // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 80-87.
11. Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность горных массивов. М.: Наука, 2007. 406 с.
12. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высш. шк. 2003. 479 с.
13. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 467 с.

References

1. Lekhnitskii S.N. *Opređenje napryazhenii v uprugom izotropnom massive vblizi vertikal'noi tsilindricheskoi vyrabotki kruglogo secheniya* [Determination of Stresses in an Elastic Isotropic Massif near a Vertical Cylindrical Production of Circular Section]. *Izvestiya AN SSSR, OTN – News of USSR AS, OTN*, 1938, No. 3, pp. 69-76. [in Russian].
2. Zheltov Yu.P. *Deformatsiya gornyx porod* [Deformation of Rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 197 p. [in Russian].
3. Ashraf'yan M.O., Lebedev O.A., Sarkisov N.M. *Sovershenstvovanie konstruktsii zaboev skvazhin* [Improvement of Bottomhole Designs]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 156 p. [in Russian].
4. Zheltov Yu.P. *Mekhanika neftegazonosnogo plasta* [Mechanics of Oil and Gas Reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 216 p. [in Russian].
5. Sarkisov N.M., Smirnova N.V. *Izmenenie ustoichivosti prizaboinoi zony skvazhiny pri razrabotke mestorozhdeniya* [Changes in the Stability of the Wellbore Zone in the Field Development]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 1984, No. 1, pp. 33-34. [in Russian].
6. Bell F.J. *Eksperimental'nye osnovy mekhaniki deformiruemykh tverdykh tel* [Experimental Fundamentals of the Mechanics of Deformable Solids]. Moscow, Nauka Publ., 1984. 431 p. [in Russian].
7. Khabibullin M.Ya., Arslanov I.G., Abdyukova R.Ya. *Optimizatsiya protsessa vytesneniya nefti pri statsionarnoi impul'snoi zakachke vody* [Optimization of Oil Replacement Process in Case of Stationary Impulse Injection of Water]. *Neftepromyslovoe delo – Oilfield Engineering*, 2014, No. 3, pp. 24-28. [in Russian].
8. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Petrov V.A. *Varianty impul'snogo nestatsionarnogo zavodneniya v blokovykh sistemakh razrabotki* [Options of Pulse Non-Stationary Water Flooding in Block Systems of Development]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz – Oil and Gas Studies*, 2017, No. 5, pp. 99-103. [in Russian].

9. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Filimonov O.V. *Povyshenie effektivnosti razovykh gidroimpul'snykh obrabotok prizaboinoi zony nagnetatel'nykh skvazhin* [Increasing of Efficiency of Single-Time Hydroimpulse Processings of Bottomhole Zone of Injection Wells]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz – Oil and Gas Studies*, 2017, No. 6, pp. 113-117. [in Russian].

10. Khabibullin M.Ya., Petrov V.A., Petrova L.V., Khabibullina R.G. *Issledovanie protsessov pogloshcheniya voln davleniya ot zakachivaemykh zhidkosti v strukture gornoj porody* [Study of Absorption of Pressure Waves from Injected Fluids in the Rock Structure]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz – Oil and Gas Studies*, 2018, No. 3, pp. 80-87. [in Russian].

11. Rebetskii Yu.L. *Tektonicheskie napryazheniya i prochnost' gornykh massivov* [Tectonic Stress and Strength of Mountain Ranges]. Moscow, Nauka Publ., 2007. 406 p. [in Russian].

12. Gmurman V.E. *Teoriya veroyatnostei i matematicheskaya statistika* [Probability Theory and Mathematical Statistics]. Moscow, Vyssh. shk. Publ., 2003. 479 p. [in Russian].

13. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. *Mekhanika gornykh porod pri razrabotke mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya* [Rock Mechanics in the Development of Hydrocarbon Deposits]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2007. 467 p. [in Russian].

Сведения об авторе

About the author

Хабибуллин М.Я., канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», ФГБОУ ВО «УГНТУ», филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

M.Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oilfield Machines and Equipment Department, FSBEI HE «USPTU», Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: m-hab@mail.ru