

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОГО КОЛЛЕКТОРА

Михаил Николаевич Петров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, инженер, тел. (383)330-49-53, e-mail: petrovmn.93@mail.ru

Галина Владимировна Нестерова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Игорь Николаевич Ельцов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, доктор технических наук, директор. Новосибирский государственный технический университет, зав. кафедрой геофизических систем, тел. (383)333-29-00, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

В работе рассматривается численная модель двухфазной фильтрации в трещиновато-пористом пласте, вскрываемом скважинной бурением на репрессии. Приводится оценка распределения пластового давления, водонасыщенности, концентрации солей в прискважинной зоне с учетом особенностей модели.

Ключевые слова: трещино-поровый коллектор, модель двойной пористости/проницаемости, фильтрация, деформирование

NUMERICAL SIMULATION OF HYDRODYNAMIC PROCESSES IN THE WELLBORE ZONE OF A FRACTURED RESERVOIR

Mikhail N. Petrov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, Engineer, e-mail: petrovmn.93@mail.ru

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, PhD, Senior Researcher, tel. (383)330-49-53, email: NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

Igor N. Yeltsov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Ave., Novosibirsk, 630090, Russia, DSc, Director, Novosibirsk State Technical University, Chair of the Geophysical Systems Department, tel. (383) (383)333-29-00, email: YeltsovIN@ipgg.nsc.ru

The paper considers a numerical model of two-phase filtration in a fractured reservoir, exposed by downhole drilling on overbalance. An assessment of the distribution of reservoir pressure, water saturation, salt concentration in the near-wellbore zone is given, taking into account the features of the model.

Keywords: fractured-porous reservoir, dual porosity / permeability model, filtration, deformation

Особенностью трещиновато-пористых коллекторов является наличие двух проводящих систем – блоков матрицы и трещин [1-8]. Таким образом для описания процессов фильтрации в такой среде необходимо разрабатывать модели двойной пористости/проницаемости. В настоящее время существует небольшое разнообразие таких моделей [1-8]. Различия заключаются в представлении геометрии блоков и трещин. Как например, распространённая модель Уоррена-Рута [2-5] описывает трещиновато-пористый пласт в виде блоков правильной формы, разделенных трещинами. Или модель Казени [1-3], где пласт имеет слоистую структуру с чередованием низкопроницаемых слоев (блоки) с высокопроницаемыми (трещины). Общая же идея заключается в том, что блоки и трещины имеют собственные значения пористости и проницаемости. При этом, поскольку проницаемость трещин, как правило, значительно превосходит проницаемость блоков, то основная фильтрация приходится именно на них. В то время как, блоки служат своего рода «источником» флюида в миграцию по трещинам [1,2].

Таким образом, в основные уравнения фильтрации добавляется функция «источника», которая характеризует обмен флюида между блоками и трещинами [1, 2]:

$$F = \rho k_1 (p_1 - p_2) G / \eta, \quad (1)$$

где ρ , η – обозначают плотность, и вязкость флюида, p_i - давление в блоках и трещинах (здесь и далее $i = 1$ – блоки матрицы, $i = 2$ - трещины), k_1 - проницаемость блоков.

Обмен характеризуется удельной поверхностью вещества блоков. Однако, установить точную геометрию блоков и трещинной системы геофизическими методами довольно затруднительно. При известных линейных размерах блока, ее можно определять, как [1,8]:

$$G = \frac{1}{3} \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (2)$$

где l_i - линейные размеры блоков в соответствующих направлениях.

На основании выше сказанного, в работе рассматривается модель нефтенасыщенного трещиновато-пористый пласта мощностью h , залегающего на глубине H , представленного в виде двух сплошных сред с различными значениями пористости ϕ_i и проницаемости k_i , которые определяют пространство трещин и блоков, связанные обменом флюида между собой.

Кроме того, любые процессы, связанные с разработкой месторождения, так или иначе приводят к изменению пластового давления, что, соответственно, приведет к изменениям в поле напряжений и деформированию пласта. Как

показывают исследования [9, 10], такие процессы отразятся на фильтрационных характеристиках породы.

Таким образом, в модели вводится зависимость коэффициента проницаемости от эффективного напряжения, которая предполагается в виде [11-16]:

$$k_i = k_i^0 \exp[\gamma(\sigma + P)], \quad (4)$$

где k_i^0 – начальная проницаемость блоков и трещин, σ - эффективное напряжение в пласте, $P = (1 - B)p_1 + Bp_2$, B - параметр Био.

С учетом сказанного ранее, фильтрация двухфазного флюида в такой постановке модели будет описываться уравнениями массопереноса с учетом обмена флюида между блоками и трещинами:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\phi_i \rho S_{iw})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho S_{iw} \vec{v}_i) - (-1)^i S_{iw} F &= 0, \\ \frac{\partial(\phi_i \rho S_{ip})}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho S_{ip} \vec{v}_i) - (-1)^i S_{ip} F &= 0, \end{aligned} \quad (5)$$

законом Дарси, с учетом деформирования среды:

$$\begin{aligned} \vec{v}_{iw} &= -(k_i / \eta_w) S_{iw}^{nw} \operatorname{grad}(p_i), \\ \vec{v}_{ip} &= -(k_i / \eta_{ip}) S_{ip}^{np} \operatorname{grad}(p_i), \end{aligned} \quad (6)$$

уравнения состояния флюида:

$$\rho(p_i) = \rho_0(1 + \beta p_i), \quad (7)$$

приращения пористости и давления, связанных линейной зависимостью:

$$\begin{aligned} \phi_1 &= \phi_1^0 + \alpha_{11} \Delta p_1 - \alpha_{12} \Delta p_2, \\ \phi_2 &= \phi_2^0 - \alpha_{21} \Delta p_1 + \alpha_{22} \Delta p_2, \end{aligned} \quad (8)$$

где коэффициенты α_{11} , α_{12} , α_{21} и α_{22} – сжимаемости матрицы и трещин.

Систему (5) - (8) можно привести к двум параболическим уравнениям:

$$\begin{aligned} (\beta \phi_1^0 + \alpha_{11}) \frac{\partial p_1}{\partial t} - \alpha_{21} \frac{\partial p_2}{\partial t} &= \frac{k_1^0}{\beta \eta_p} \operatorname{div}(K(s) Q(S_{i1}, S_{1p}) \operatorname{grad} p) - F, \\ (\beta \phi_2^0 + \alpha_{22}) \frac{\partial p_2}{\partial t} - \alpha_{12} \frac{\partial p_1}{\partial t} &= \frac{k_2^0}{\beta \eta_p} \operatorname{div}(K(s) Q(S_{21}, S_{2p}) \operatorname{grad} p) + F, \end{aligned} \quad (7)$$

где ϕ_i - пористость, S_{iw} - водонасыщенность, S_{ip} - нефтенасыщенность, $S_{iw} + S_{ip} = 1$, k_i - проницаемость, η_i - вязкость, p_i - давление, ρ - плотность, v_i - скорость, $Q(S_{iw}, S_{ip}) = S_{iw} + \eta_w S_{ip} / \eta_p$, β - сжимаемость флюида.

При этом изменение водонасыщенности описывается как:

$$\phi_i^0 \frac{\partial S_{iw}}{\partial t} = \frac{k_i^0}{\eta_w} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K(s) S_{iw}^{nw} \frac{\partial p_i}{\partial r} \right) - S_{iw} F. \quad (8)$$

Уравнение солепереноса:

$$\phi_i^0 \frac{\partial C_i}{\partial t} = \frac{k_i}{\eta_w} S_{iw}^{nw} \frac{\partial p_i}{\partial r} \frac{\partial C_i}{\partial r}. \quad (9)$$

Для описания деформационных процессов используются классические уравнения теории упругости: уравнение равновесия и закон Гука. Для осесимметричного случая в цилиндрической системе координат:

уравнение равновесия

$$\frac{\partial \sigma_{rr}}{\partial r} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0, \quad (10)$$

закон Гука

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= (\lambda + 2\mu) u_{r,r} + \lambda u_r / r - P, \\ \sigma_{\theta\theta} &= \lambda u_{r,r} + (\lambda + 2\mu) u_r / r - P, \end{aligned} \quad (11)$$

где u_r - смещение; σ_{rr} и $\sigma_{\theta\theta}$ - компоненты тензора напряжений.

Рассмотрим случай, когда описанный выше пласт вскрывают скважиной радиусом r_0 под давлением, превышающим пластовое $p_w > p_c$. Положим, что вскрытие пласта произошло мгновенно, и до этого обе системы (трещины и блоки) находились в равновесном состоянии, что дает нам начальные условия как:

$$\begin{aligned} p_1(r, 0) &= p_2(r, 0) = p_c, \\ S_{w1}(r, 0) &= S_{w2}(r, 0) = S_w^0, \\ C_1(r, 0) &= C_2(r, 0) = C^0. \end{aligned} \quad (12)$$

где p_c - пластовое давление, S_w^0 , C^0 - соответственно начальные пластовые значения водонасыщенности и солёности.

Проницаемость трещин значительно превышает проницаемость блоков, при этом как правило, трещинная пористость ниже пористости блоков. Для расчетов предположим, что блоки имеют следующие фильтрационные параметры $\phi_1 = 15\%$, $k_1 = 5$ мД, а для трещин соответственно $\phi_2 = 5\%$, $k_2 = 30$ мД. Превышение давления в скважине над пластовым составляет $p_w = 0.1 p_c$. Начальная водонасыщенность и соленость в пласте $S_w^0 = 0.15$, $C^0 = 20$ г/л, а для бурового раствора положим соответственно $S_w^0 = 1$, $C_w^0 = 1$ г/л.

Рассмотрим два случая. В первом, будем считать, что блоки имеют сообщение со скважиной, тогда имеем $S_{w1}(r_0, t) = 1, C_1(r_0, t) = C_w^0$, кроме того будем учитывать влияние обмена между блоками и трещинами, то есть также два случая, когда $G = 0.01$ и $G \approx 0$. В другом случае считаем, что блоки непроницаемы и не участвуют в процессе фильтрации, то есть $S_{w1}(r_0, t) = S_w^0, C_1(r_0, t) = C^0$ и нет обмена флюида.

На рис. 1 показаны распределения давления в блоках зеленой линией и трещинах, соответственно - синей линией в различные моменты времени 5 и 20 часов. Рис. 1.1 соответствует случаю, когда имеется обмен флюида между блоками и трещинами, что соответствует $G = 0.01$. Рис. 1.2 иллюстрирует ситуацию, когда обмен флюида между блоками и трещинами очень мал, т.е. $G \approx 0$. При этом на обоих рисунках красной пунктирной линией показано распределение давления в трещинах в случае непроницаемых блоков. Как видно основная фильтрация происходит по системам трещин, за счет их высокой проницаемости, при этом в случае низкого обмена флюида между системами, влияние блоков практически не заметно. Но при его наличии, за счет перетока, скорость фильтрации в трещинах падает.

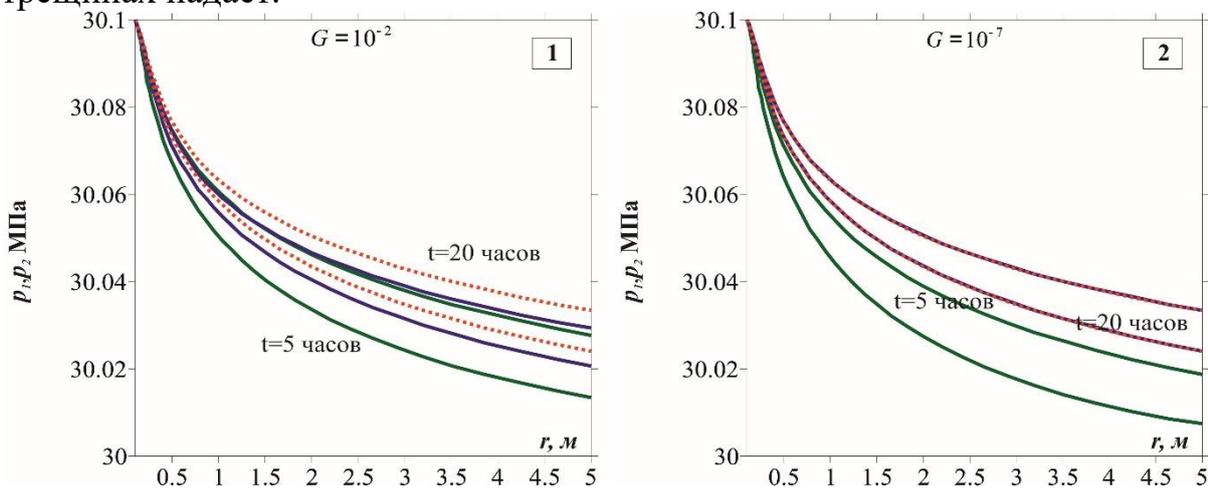


Рис. 1. Распределение давления в блоке (зеленый) и трещинах (синий) в различные моменты времени.

На рис. 2 показано распределение водонасыщенности в блоках и трещинах в случае, когда блоки имеют сообщение со скважиной, в различные моменты времени для случаев, когда $G = 0.01$ и $G \approx 0$.

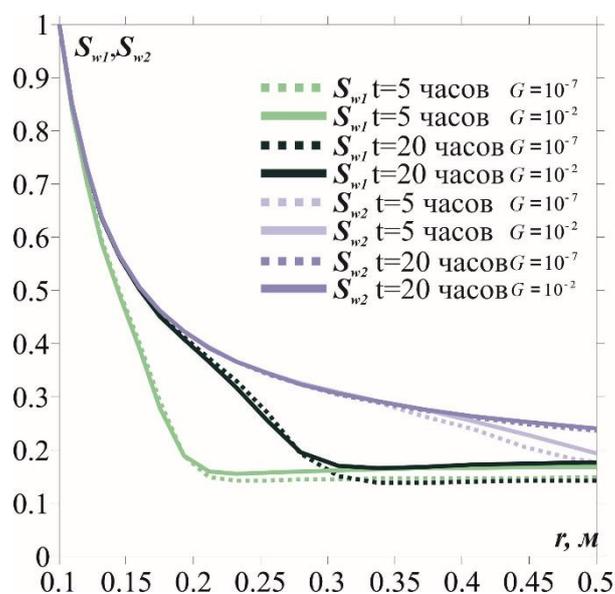


Рис. 2. Распределение водонасыщенности в блоках и трещинах в различный момент времени.

На рис. 3 показано радиальное распределение концентрации солей для блоков зеленой линией и трещин, соответственно - синей в различные моменты времени для случаев, когда есть приток $G = 0.01$ и практически отсутствует $G \approx 0$

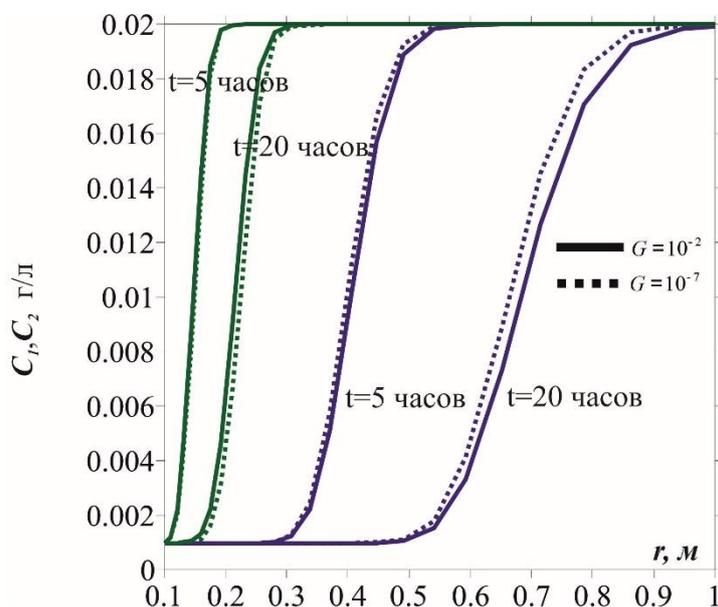


Рис. 3. Распределение концентрации солей для блоков и трещин в различные моменты времени

Показанная в работе модель позволяет оценить совместные гидродинамические и геомеханические процессы в прискважинной зоне трещиновато-пористого коллектора, вскрытого бурением на репрессии. Полученные

распределения давления показывают, что основная фильтрация происходит по системам трещин, при этом влияние блоков тем сильнее, чем выше флюидообмен между ними и трещинами, который определяется их удельной поверхностью и проницаемостью. Также были приведены радиальные распределения водонасыщенности и концентрации солей, по которым в дальнейшем можно будет построить профиль удельного электрического сопротивления прискважинной зоны.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0015 «Реалистичные теоретические модели и программно-методическое обеспечение геоэлектрики гетерогенных геологических сред»

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ПММ. – 1960. – Т.24, вып.5. – С.852-864.
2. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
3. Warren J. E., Root P. E. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. Journal – 1963 – Vol. 3. P. 245–255.
4. Куштанова Г. Г. Некоторые особенности нестационарной фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах // Нефтегазовое дело. – 2007. – №1 – С. 1-9.
5. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере Турне-Фаменской залежи озерного месторождения). // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6-12.
6. Щипанов А.А. Модель двухфазной фильтрации в деформируемом трещиновато-пористом пласте // Вестник ПНИПУ. – Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2004 – Т. 5. – С. 92-98.
7. Jing Lu, Jinbao Qu A new dual-permeability model for naturally fractured reservoirs // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November , Abu Dhabi, UAE. – 2017. – P. 20. – SPE-188553-MS
8. Presho M., Wo S., Ginting V. Calibrated dual porosity, dual permeability modeling of fractured reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – № 77. – P. 326–337.
9. Chabezloo, S., Sulem, J., Guedon, S., Martineau, F. Effective stress law for the permeability of limestone // Int. J. Rock Mech. Min. Sci. – 2009. – Vol. 46. – №2. – P. 297-306.
10. Zoback, M.D., Nur, A. Permeability and effective stress // Bulletin of American Association of Petroleum Geol. – 1975. – Vol. 59. – P. 154-158.
11. Назаров Л.А., Назарова Л.А. Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато-пористого породного массива в окрестности добычной скважины // ФТПРПИ. – 2016. – № 3. – С. 11-20.
12. Назарова Л.А., Петров М.Н. Эволюция геомеханических и гидродинамических полей в окрестности добывающей скважины в деформируемом трещиновато-пористом породном массиве // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – 2017. – Т. 3. – С. 221-226.

13. Петров М.Н., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назарова Л.А. Численное моделирование расходных характеристик добывающей скважины в трещиновато-пористом пласте с учетом деформационных процессов // Каротажник. – 2019. – № 2 (296). – С. 34-44.

14. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // Доклады РАН. – 2012. – Т. 442, №6. – С. 677-680.

15. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5. – С. 978-990.

16. Нестерова, Г.В., Ельцов, И.Н., Киндюк, В.А., Назаров, Л.А., Назарова, Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряжённо-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель». – 2014. – С. 327-344.

REFERENCES

1. Barenblatt G.I., Zheltov YU.P., Kochina I.N. Ob osnovnykh predstavleniyakh teorii odnorodnykh zhidkostey v treshchinovatykh porodakh // PMM. - 1960. - Т.24, вып.5. - S.852-864.

2. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoj geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov. - М.: Nedra, 1986. - 608 s.

3. Uorren Dzh. E., Rut P. E. Povedeniye treshchinovatykh kollektorov // Sots. Benzin. Eng. Zhurnal - 1963 - Tom. 3. S. 245–255.

4. Kushtanova G. G. Nekotoryye osobennosti nestatsionarnoy svyazi v treshchinovato-poristykh kollektorakh // Neftegazovoye delo. - 2007. - №1 - S. 1-9.

5. Cherepanov S.S. Kompleksnoye izucheniye treshchinovatosti karbonatnykh zalezhey metodom Uorrena-Ruta s ispol'zovaniyem dannykh seysmofatsial'nogo analiza (na primere Turne-Famenskoy zalezhi ozernogo mestorozhdeniya). // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoye i gornoye delo. - 2015. - № 14. - S. 6-12.

6. Shchipanov A.A. Model' dvukhfaznoy reaktsii v deformiruyemom treshchinovato-poristom plaste // Vestnik PNIPU. - Geologiya, neftegazovoye i gornoye delo. - 2004 g. - Т. 5. - S. 92-98.

7. TSzin Lu, TSzin'bao Tsyuy Novaya model' dvoynoy pronitsayemosti dlya treshchinovatykh kollektorov // Mezhdunarodnaya neftyanaya vystavka i konferentsiya v Abu-Dabi, 13-16 noyabrya, Abu-Dabi, OAE. - 2017. - S. 20. - SPE-188553-MS.

8. Presho M., Vo S., Ginting V. Kalibrovannaya dvoynaya poristost', modelirovaniye dvoynoy pronitsayemosti treshchinovatykh kollektorov // Zhurnal neftyanoy nauki i tekhniki - 2011 - № 77. S. 326–337.

9. Chabezloo, S., Sulem, J., Guedon, S., Martineau, F. Effektivnyy zakon napryazheniya dlya pronitsayemosti izvestnyaka // Int. J. Rock Mech. Minimum Sci - 2009. - Вып. 46, №2. S. 297-306.

10. Zobak M.D., Nur A. Pronitsayemost' i effektivnyy stress // Vestnik Amerikanskoj asotsiatsii neftnykh geologov. - 1975. - Вып. 59. S. 154-158.

11. Nazarov L.A., Nazarova L.A. Evolyutsiya napryazhennosti i pronitsayemosti treshchinovato-poristogo porodnogo massiva v okrestnostyakh dobyvayushchey skvazhiny // FTPRPI. - 2016. - № 3. - S. 11-20.

12. Nazarova L.A., Petrov M.N. Evolyutsiya geomekhanicheskikh i gidrodinamicheskikh poley v okrestnostyakh dobyvayushchey skvazhiny v deformiruyemom treshchinovato-poristom porodnom massive // Interekspo GEO-Sibir'-2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 17-21 aprelya 2017 g.): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Poisk i razvedka mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 4 t. - 2017. - Т. 3. - S. 221-226.

13. Petrov M.N., Nesterova G.V., Yel'tsov I.N., Nazarova L.A. Chislennoye modelirovaniye raskhodnykh kharakteristik dobyvayushchey skvazhiny v treshchinovato-poristom plaste s uchetom deformatsionnykh protsessov // Karotazhnik. - 2019. - № 2 (296). - S. 34-44

14. Yel'tsov I.N., Nazarov L.A., Nazarova L.A., Nesterova G.V., Epov M.I. Interpretatsiya geofizicheskikh izmereniy v skvazhinakh s uchetom gidrodinamicheskikh i geomekhanicheskikh protsessov v zone proniknoveniya // Doklady RAN. - 2012. - T. 442, №6. - S. 677-680.

15. Yel'tsov I.N., Nazarova L.A., Nazarov L.A., Nesterova G.V., Sobolev A.YU., Epov M.I. Skvazhinnaya geoelektrika neftegazovykh plastov, raznorodnykh po repressii davleniya v neravnokomponentnom pole napryazheniy // Geologiya i geofizika. - 2014. - T. 55, № 5. - S. 978-990.

16. Nesterova, G.V., Yel'tsov, I.N., Kindyuk, V.A., Nazarov, L.A., Nazarova, L.A. Modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov v napryazhenno-deformirovannoy srede i geofizicheskikh prilozheniyakh // Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy 2014. Sbornik statey. - M.: «YEAGE Geomodel'», 2014. - S. 327-344.

© *М. Н. Петров, Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, 2021*