

We 02 10

Reservoir Permeability Estimation on the Base of Coupled Electrohydrodynamic and Geomechanical Model of Well Bore Zone

G.V. Nesterova* (IPGG SB RAS), V.A. Kindyuk (LLC Gazpromneft NTZ) & I. N. Yeltsov (IPGG SB RAS)

SUMMARY

Coupling computer simulation of physical processes related with borehole drilling and mud filtrate invasion was used to estimate permeability on the base of log data. Permeability value received by such way differs significantly from one received by only hydrodynamic processes simulation. Therefore in the case of difficult geological conditions, when geomechanical factors have a significant influence on the mud invasion and, as a consequence, on the spatial distribution of electrical conductivity, electrical and electromagnetic logs, coupled geomechanical and electrohydrodynamic simulation improves reservoir permeability estimation.

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ СОВМЕСТНОЙ ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ

Нестерова Г.В. (ИНГГ СО РАН), Киндюк В.А. (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»), Ельцов И.Н. (ИНГГ СО РАН)*

На синтетических примерах посредством численного моделирования показано, как изменится оценка проницаемости пласта, если при моделировании фильтрации в окрестности скважины учесть геомеханические процессы, связанные с бурением, как фактором, изменяющим природное поле напряжений. В данной работе интерпретация синтетических данных выполняется в рамках совместной электрогидродинамической и геомеханической модели прискважинной зоны пласта. В результате повышается достоверность определения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта-коллектора в сложных геологических условиях, когда геомеханические факторы оказывают существенное влияние на фильтрацию в пласт и, как следствие, значительно изменяют пространственное распределение электропроводности в околоскважинной зоне по сравнению с ситуацией, когда поле напряжений и геомеханические параметры не учитываются.

Целью работы было оценить, насколько сильно изменятся результаты интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа, если при моделировании гидродинамических процессов вблизи скважины будут учитываться упругие и неупругие характеристики пород и происходящие при бурении изменения фильтрационно-ёмкостных свойств вблизи скважины. Для решения этой задачи проводилось компьютерное моделирование фильтрации и солепереноса в условиях изменения напряжённо-деформированного состояния среды с использованием ранее разработанного программного комплекса GENM [Свидетельство о регистрации..., 2012; Ельцов и др., 2012; Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014б].

По параметрам нескольких образцов из базы данных петрофизических и геомеханических свойств пород PetroMechBD [Свидетельство о гос. регистрации..., 2015] были построены электрогидродинамические модели пластов [Ельцов и др., 2014; Нестерова и др., 2014б] с учётом геомеханических параметров пород (основные входные параметры модели приведены в таблице 1).

Таблица 1 Входные параметры единой электрогидродинамической и геомеханической модели.

	Образец №1	Образец №2	Образец №3
Тип породы	Песчаник крупно-среднезернистый	Алеврит крупнозернистый с карбонатным цементом	Песчаник крупно-среднезернистый
Глубина отбора образца, м	2820	3324	2979
Пористость, %	22	5	12
Проницаемость, мД	15	1.2	2
Нефтенасыщенность пласта, %	66	55	52
Пластовое давление, МПа	20	20	20
Репрессия в % от пласт. давления	5	5	5
Минерализация пластовых вод, г/л	6	40	30
Минерализация фильтрата бурового раствора, г/л	1.2	25	15
Отношение вязкостей пластовой воды и нефти	0.4	0.33	0.6
Содержание твёрдых частиц в буровом растворе, %	5	5	5
Коэффициент бокового отпора, ед.	0.4	0.4	0.4
Прочность образца на сжатие в пластовых условиях, МПа	38	105	25
Угол внутреннего трения, град	30	31	25
Коэффициенты c_1 ; c_2 в формуле (1)	0.65; 0.35	0.65; 0.35	0.65; 0.35

Затем кривая радиального распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) (рис. 1, красная линия) интерпретировалась на основе только гидродинамического моделирования (фильтрация и солеперенос), в предположении постоянных в радиальном направлении пористости и проницаемости, без учёта геомеханических свойств породы (рис. 1, синяя линия). Интерпретация проводилась в программе VikizGydro, разработанной В.А. Киндюком. При такой формальной инверсии получилось, что оценка проницаемости для некоторых образцов выполнена с ошибкой до 5 раз (см. табл. 2).



Рисунок 1 Пример подбора синтетических кривых УЭС для образца №1 из таблицы 1. Соответствует 24 часам проникновения фильтра бурового раствора в пласт.

Таблица 2 Оценка фильтрационно-ёмкостных свойств по результатам гидродинамической интерпретации с учётом и без учёта геомеханических свойств пород.

ФЕС коллектора	Образец №1		Образец №2		Образец №3	
	С учётом геомех. аспектов	Без учёта геомех. аспектов	С учётом геомех. аспектов	Без учёта геомех. аспектов	С учётом геомех. аспектов	Без учёта геомех. аспектов
Нефтенасыщенность, %	66	6	55	54	52	51.2
Пористость, %	22	22	5	4.9	12	11.8
Проницаемость, мД	15	2.7	1.2	0.25	2	0.37

Сильное влияние на результат интерпретации оказывает выбранная зависимость проницаемости от напряжения [Ельцов и др., 2012; Нестерова и др., 2014а; Нестерова 2014в]. Изучением данного вида зависимости на образцах разных пород занимались многие авторы [Dobrynin, 1963; Kilmel et al., 1987; Holt, 1990; Jones, Smart, 2002; Keaney et al., 1998, 2004; Schutjens et al., 2004; Xie, Shao, 2014]. В базу данных PetroMech также включены такого рода исследования, примеры которых приведены на рис. 2. В программе совместного моделирования геомеханических и гидродинамических процессов вблизи скважины использовалась кусочно-линейная аппроксимация зависимости проницаемости от напряжения:

$$\frac{K}{K_0} = \begin{cases} 1 - (1 - c_1)\tau / \tau_s, & \tau < \tau_s, \\ c_1 - (c_1 - c_2)\tau / \tau_s, & \tau \geq \tau_s, \end{cases} \quad (1)$$

где K_0 – исходное значение проницаемости K , τ – максимальное касательное напряжение, τ_s – предел прочности пород на сдвиг [Назарова и др., 2013].

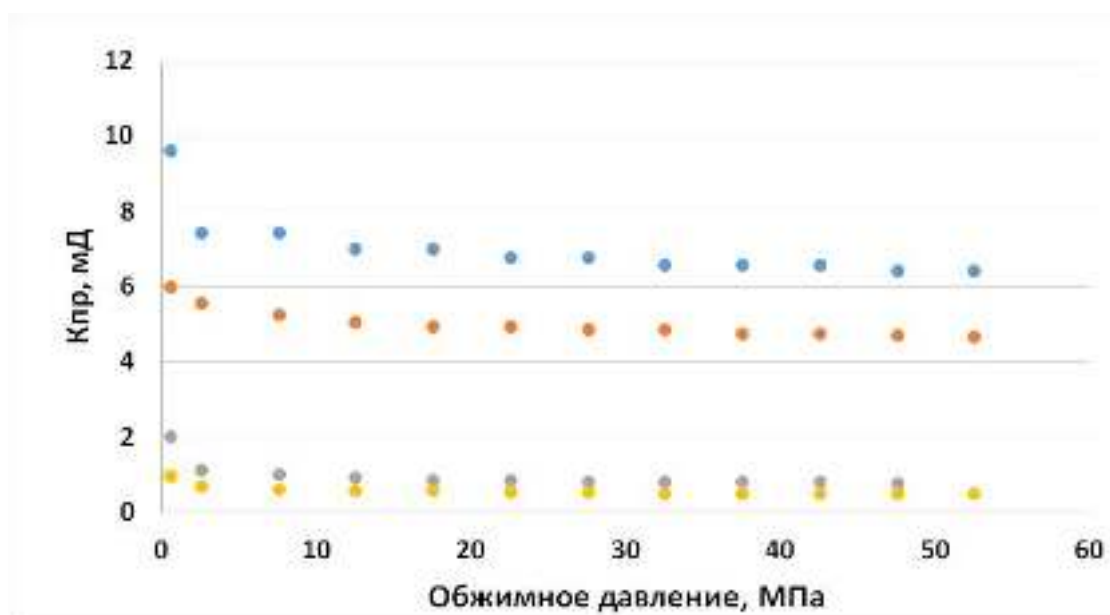


Рисунок 2 Экспериментальные зависимости проницаемости от напряжения из БД PetroMechBD.

Таким образом, при интерпретации каротажных данных, даже с использованием электрогидродинамической модели пласта, когда учитывается перераспределение флюидов в результате фильтрации, возможны случаи значительного искажения оценки проницаемости, если не принимать во внимание геомеханические процессы в околоскважинном пространстве.

Главным фактором, определяющим геомеханические аспекты перераспределения свойств пласта, является изменение проницаемости вблизи скважины, вызванное процессом бурения. Если пользоваться опубликованными зависимостями проницаемости от напряжений, ошибки в определении проницаемости пласта могут достигать 5 раз.

Величина ошибки зависит от поля природных и техногенных напряжений и связана также с гидрофизическими, упругими и прочностными свойствами коллектора. В дальнейшем авторы рассчитывают исследовать и определить интервалы значений конструктивных параметров совместной модели, при которых геомеханическими свойствами и процессами нельзя пренебречь при интерпретации данных геофизических исследований в скважинах.

Литература

1. 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 // ДАН. – 2012. – Т. 445. – № 6. – С. 671-674.
2. 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. – № 5-6. – С. 978-990.
3. Назарова Л.А., Назаров Л.А., Эпов М.И., Ельцов И.Н. Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин // ФТПРПИ. – 2013. – № 5. – С. 37-49.
4. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Суродина И.В. Влияние анизотропии геомеханических параметров на диаграммы ВИКИЗ и БКЗ по данным численного моделирования // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 8-18 апреля 2014 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 4 т. Т. 2. – Новосибирск: СГГА, 2014а. – С. 181-185.
5. 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.: «EAGE Геомодель». – 2014б. – С. 327-344.

6. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Сурудина И.В. Моделирование влияния неравнокомпонентного поля напряжений в окрестности скважины на диаграммы ВИКИЗ и БКЗ [Электронная публикация] // Тезисы конференции «Геомодель-2014: 16-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа», (г. Геленджик, Россия, 8–11 сентября 2014 г.) – 4 с. DOI: 10.3997/2214-4609.20142233, 2014в. <http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=77927>.
7. Свидетельство о гос. регистрации программ для ЭВМ ГЕНМ / Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Ельцов И.Н. Правообладатель: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – № 2012619496 от 19.10.2012.
8. Свидетельство о гос. регистрации базы данных PetroMechBD / Ельцов И.Н., Голиков Н.А., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В. // Правообладатель: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – № 2015620912 от 11.07.2015.
9. Dobrynin V.M. Effect of overburden pressure on some properties of sandstones // SPE journal. – 1963. – №12. – P. 360-366.
10. Jones C., Smart B.G.D. Stress induced change in two-phase permeability // SPE/ISRM Rock Mechanical Conference. – Irving: SPE/ISRM 78155. – 2002. – P. 1-9.
11. Keaney G.M., Meridith P.G., Murrell S.A.F. Laboratory study of permeability evolution in a 'tight' sandstone under non-hydrostatic stress conditions // SPE /ISRM EuRock'98 conference. – Trondheim : SPE, 1998. – P. 329-335.
12. Keaney G.M., Meridith P.G., Murrell S., Barker J. Determination of the effective stress laws for permeability and specific storage in a low porosity // 6th North America Rock Mechanics Symposium: Rock Mechanics Across Borders and Disciplines. – Houston: ARMA, 2004. – P. 534-545.
13. Kilmel N.H., Morrow N.R., Pitman J.K. Pressure sensitivity of low permeability sandstone // J. Pet. Sci.&Eng. – 1987. – Vol. 1. – P. 65 – 81.
14. Holt R.M. Permeability reduction induced by a non hydrostatic stress field // Formation Evaluation: SPE. – 1990. – № 12. – P. 444-448.
15. Schutjens P.M.T.M., Hanssen T.H., Hettema M.H.H., de Bree P., Coremans J.W.A., Helliesen G. Compaction-Induced Porosity / Permeability Reduction in Sandstone Reservoirs: Data and Model for Elasticity-Dominated Deformation // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2004. – V. 3. – Is. 7. – 88441-PA SPE Journal Paper. – DOI <http://dx.doi.org/10.2118/88441-PA>.
16. Xie, S.Y., Shao J.F. Experimental study on permeability of a porous limestone under compressive stress // 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium. – Minneapolis: ARMA, 2014. – P. 1-7.