

## **БАЗА МНОГОФИЗИЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ АТЛАС МФМ**

### ***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. (913)892-87-51, 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, директор; Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой, тел. (383)333-29-00, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

### ***Андрей Юрьевич Соболев***

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, Новосибирский государственный технический университет, 630073, Россия, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, кандидат технических наук, доцент, тел. (913)907-88-78, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

### ***Ирина Владимировна Суродина***

Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 6, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, старший научный сотрудник, тел. (913)903-87-41, e-mail: sur@ommfao1.sccc.ru

Представлена коллекция (база данных) многофизических моделей типичных пластов-коллекторов месторождений Западной Сибири АТЛАС МФМ. Систематизированное множество постоянно пополняется моделями, строящимися для вновь поступающих практических данных. АТЛАС МФМ может быть использован для оценки влияния параметров модели на процесс проникновения фильтра бурового раствора в пласт, сигналы электромагнитного каротажа и интерпретации данных геофизических и геолого-технологических исследований скважины на основе многофизического моделирования. АТЛАС МФМ включает средства визуализации, позволяющие наблюдать эволюцию прискважинной зоны и каротажных диаграмм.

**Ключевые слова:** многофизические модели, фильтрация, электропроводность, упругие и прочностные параметры, интерпретация, каротаж.

## **MULTIPHYSICAL RESERVOIR MODEL COLLECTION ATLAS MPHMM**

### ***Galina V. Nesterova***

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, phone: (913)892-87-51, e-mail: NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

### ***Igor N. Yeltsov***

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Director; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, D. Sc.; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, D. Sc., Professor, Head of Department, phone: (383)333-29-00, e-mail: YeltsovIN@ipgg.sbras.ru

### ***Andrey Y. Sobolev***

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Senior Researcher; Novosibirsk State Technical University, 20, Prospect K. Marx St., Novosibirsk, 630073, Russia, Ph. D., Associate Professor, phone: (913)907-88-78, e-mail: SobolevAY@ipgg.sbras.ru

### ***Irina V. Surodina***

Institute of the Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, 6, Prospect Akademik Lavrentiev St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Senior Researcher, phone: (913)903-87-41, e-mail: sur@ommfao1.sccc.ru

ATLAS MPhM is collection (database) of multiphysical models of typical reservoirs of the Western Siberia oilfields. A systematic set is constantly updated with models that are built for the received practical data. ATLAS MPhM can be used to estimate the influence of model parameters on the mud invading into the reservoir, electromagnetic logs and interpretation of geophysical and geotechnological well data based on multiphysical simulation. The ATLAS MPhM includes visualization tools that allow to observe evolution of the borehole environment and well logs.

**Key words:** multiphysics, filtration, electrical conductivity, elastic and strength parameters, interpretation, logging.

Многофизичный подход к интерпретации данных измерений активно развивается в области скважинной геофизики и подразумевает как совместное моделирование разных одновременно или последовательно происходящих в окрестности скважины физических процессов, так и совместную интерпретацию практических данных, полученных на скважине в процессе бурения, геолого-технологических и геофизических исследований, а также вспомогательных технических измерений [Ельцов и др., 2012, 2014, 2017; Нестерова и др., 2014, 2017; Thomas et al., 2003; Settari, Sen, 2008; Eltsov et al., 2013; Lautenschläger et al., 2013; Alpak, 2015; Doster, Nordbotten, 2015; Yeltsov et al., 2015, 2017; Kraishan et al., 2016; Meguerdijian, Jha, 2017].

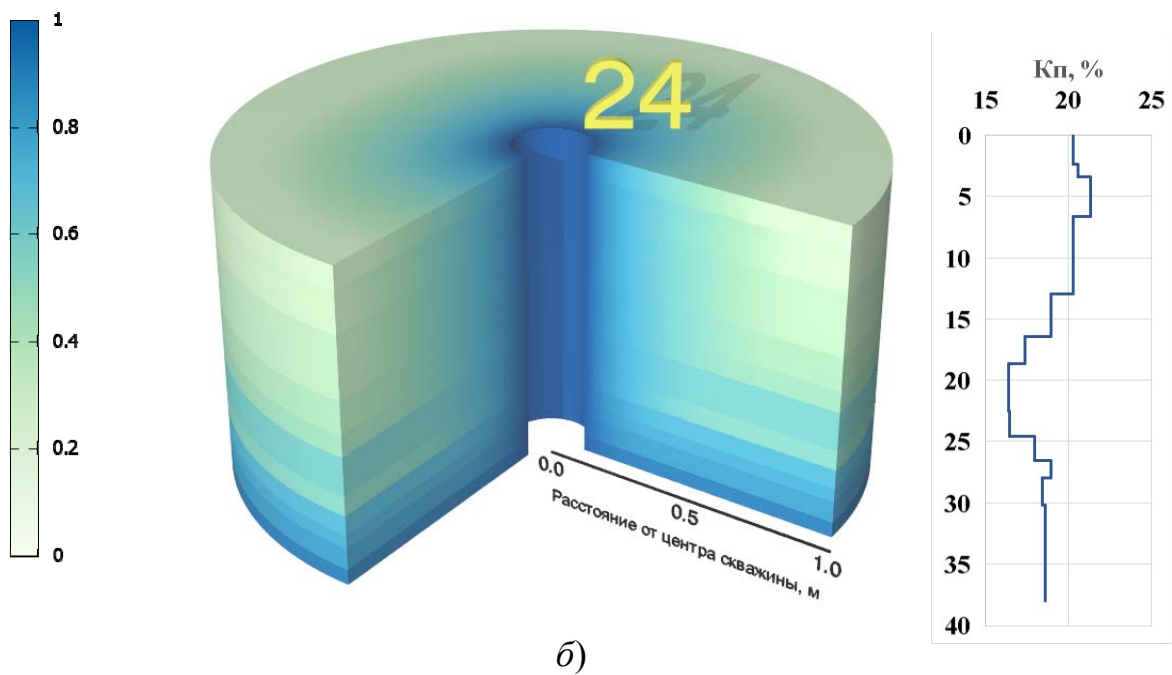
Поскольку бурение скважины изменяет структуру породы в ближней к скважине зоне, а, возможно, и ее состав, то изменяется процесс проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, и моменту времени проведения каротажа в скважине соответствует другое состояние среды, чем это было бы при неизменном состоянии пласта. Соответственно при решении обратной задачи (интерпретации скважинных измерений для определения добывных свойств пласта-коллектора) игнорирование произошедших при бурении измерений приведет к ошибкам в определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, если изменения были значительны.

Многофизичная модель (МФМ) пласта включает параметрическое описание этого пласта, скважины, режима бурения (блок входных параметров), рассчитанные по программе совместного моделирования геомеханических и геофизических процессов GENM2D [Назаров и др., 2018] поля напряжения, распределения водонасыщенности и минерализации пластовой воды. В блоке входных параметров есть также возможность выбрать формулы фазовых проницаемостей, зависимость проницаемости от эффективного напряжения (возможно задание прямо по данным измерения на керне), модель эффективного удельного электрического сопротивления (электропроводности) гетерогенной среды и параметры этой модели, в частности содержание и электропроводность глины. По одной из выбранных формул эффективного сопротивления рассчитывается распределение удельного электрического удельного сопротивления (УЭС), для которого, в свою очередь, строятся диаграммы ВИКИЗ и БКЗ.

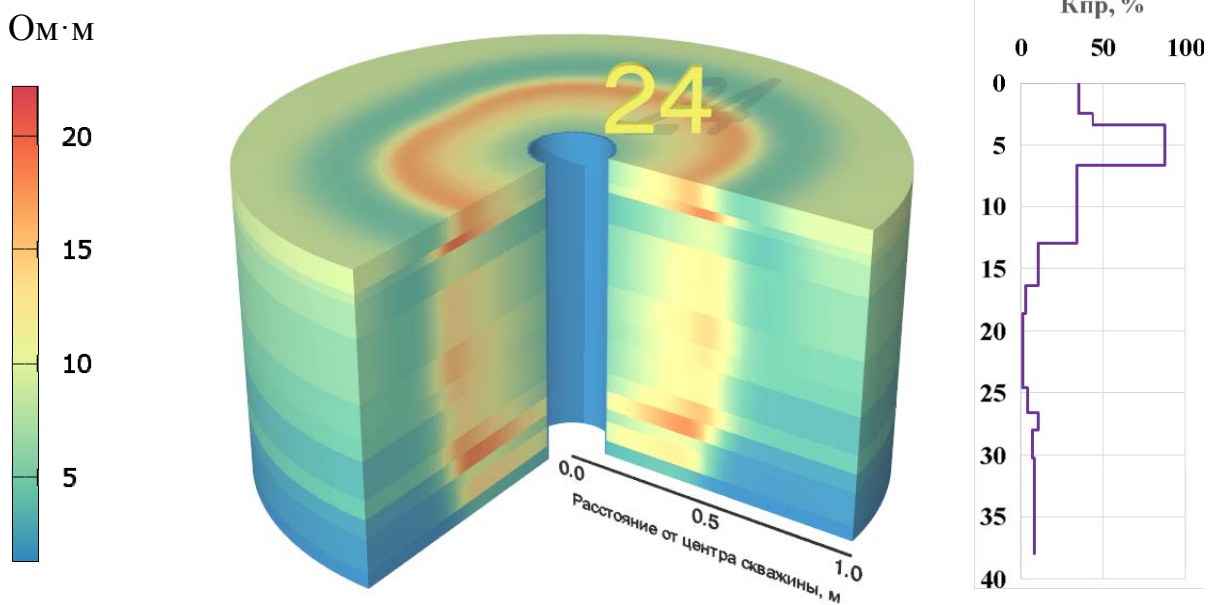
Пример многофизичной модели пласта приведен на рис. 1, соответствующие этой модели диаграммы ВИКИЗ – на рис. 2. Распределение фильтрационно-емкостных параметров по глубине пласта указаны рядом с рисунками водонасыщенности и УЭС. Остальные параметры показаны в окне задания параметров (блок входных данных – рис. 1, а).

Параметры	Ед.	Значение	Описание
Depth	м	2519	Глубина скважины
Den_r	кг/м <sup>3</sup>	2600	Плотность вмещающих пород
Den_w	кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность бурового раствора
Qmin		0.63	Минимальное значение коэффициента бокового распора
Qmax		0.68	Максимальное значение коэффициента бокового распора
Ts	МПа	12	Предел прочности пород на сдвиг
kk_per_0		0.6	Падение проницаемости
Модель		Арчи	
vis_wat	Па*с	0.001	Вязкость пластовой воды
vis_oil	Па*с	0.0025	Вязкость пластовой нефти
Per	мД	20	Исходная проницаемость пласта
Por		0.164	Пористость пласта
n_wat		2	Показатель степени для водонасыщенности
n_oil		3	Показатель степени для нефтенасыщенности
zb		0.05	Относительное превышение давления на внешнем контуре ГК над пластовым давлением
comp	1/Па	1e-9	Сжимаемость флюидов - одинаковая для нефти и воды
Sw0		0.35	Начальная водонасыщенность в пласте
Sw1		0.95	Водонасыщенность бурового раствора
Cw0	кг/л	0.02	Начальная минерализация в пласте
Cw1	кг/л	0.002	Минерализация бурового раствора
Per_cake	мД	0.005	Проницаемость глинистой корки
Por_cake		0.6	Пористость глинистой корки
delta		0.045	Содержание глинистых частиц в буровом растворе

а)



б)



в)

Рис. 1. Элементы МФМ пласта – окно задания входных параметров (а), водонасыщенность пласта (б), УЭС (в)

Поскольку изменения ФЕС при бурении происходят в ближней к скважине зоне, то на синтетических диаграммах ВИКИЗ влияние геомеханических параметров модели видно на коротких зондах (длиной 0.5 и 0.7 м). На рис. 2 сравниваются синтетические диаграммы ВИКИЗ для разных коэффициентов боко-

вого отпора для двух времен, прошедших после вскрытия пласта. Использованы 3D программы расчета сигналов ВИКИЗ и БКЗ, разработанные И.В. Суродиной [Суродина, 2015; Суродина, Нестерова, 2015; Surodina, 2016].

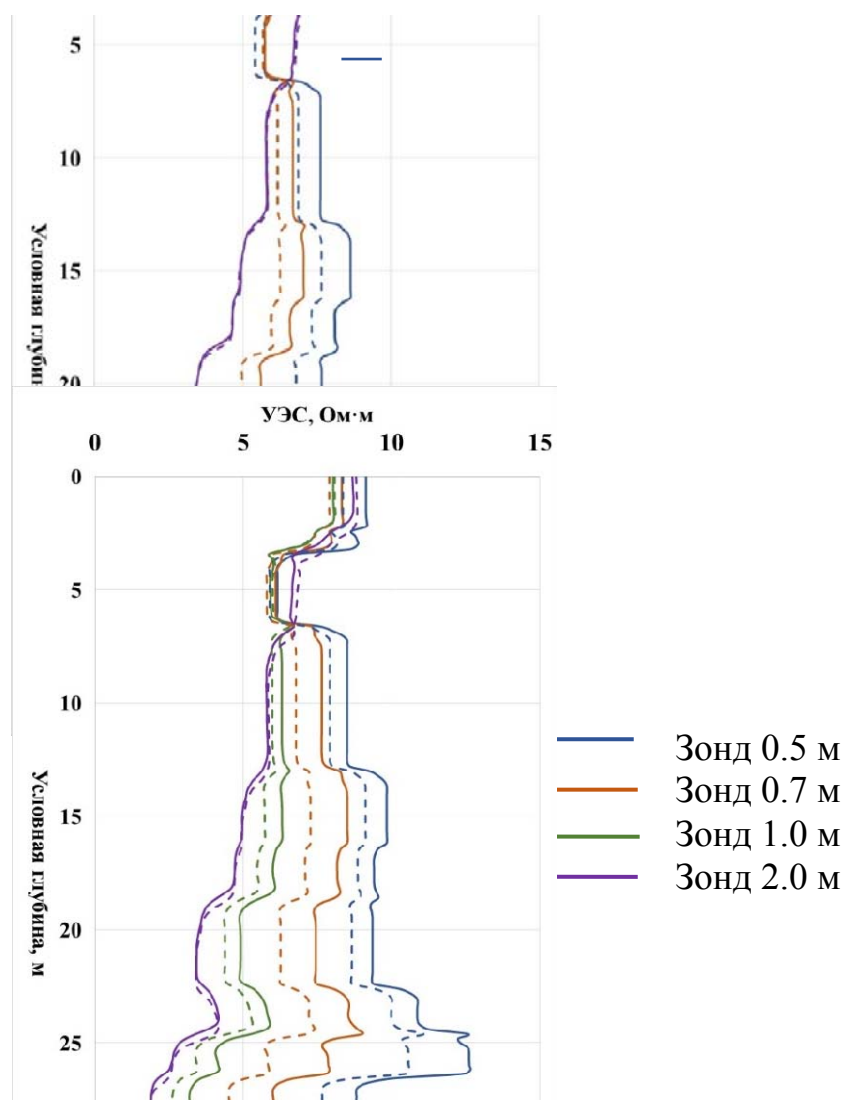


Рис. 2. Изменение синтетических диаграмм ВИКИЗ при изменении минимального значения коэффициента бокового распора  $q_{\min}$ .

Сплошные линии соответствуют  $q_{\min}=0.63$  (модель пласта на рис. 1), пунктирные линии –  $q_{\min}=0.69$ ;  $q_{\max}=0.8$ . Время после вскрытия пласта 12 часов (слева) и 24 часа (справа)

Созданные многофизичные модели пластов организованы в базу моделей АТЛАС МФМ [Ельцов и др., 2018]. АТЛАС постоянно пополняется как моделями новых пластов (соответствующих новым наборам параметров), так и новыми средствами моделирования пород более сложной структуры (трещиновато-блочные среды, расширение литологического состава породы); проводится адаптация моделей для других видов буровых растворов, автоматизация этапов

построения модели и применения ее для интерпретации практических данных (подготовка вариантов для принятия решения экспертом). Целью развития АТЛАСА является создание удобных средств анализа влияния разных параметров среды и процесса бурения на эволюцию пласта-коллектора и оценки параметров нефтяных коллекторов для сложных условий залегания.

Выбор модели из АТЛАСа МФМ осуществляется заданием значения (или диапазона значений) параметров (рис. 1, а) или по практическим каротажным кривым (рис. 3). Если в АТЛАСе МФМ не найдена модель с заданными параметрами, то имеющиеся средства позволяют рассчитать эту модель, дополнив АТЛАС МФМ. Поскольку расчет полной модели занимает достаточно значительное время, то сейчас расчеты проводятся с использованием системы Condor (ИНГГ СО РАН) и/или кластеров Сибирского СуперКомпьютерного Центра ИВМиМГ (<http://www.sccc.icmmg.nsc.ru/>).

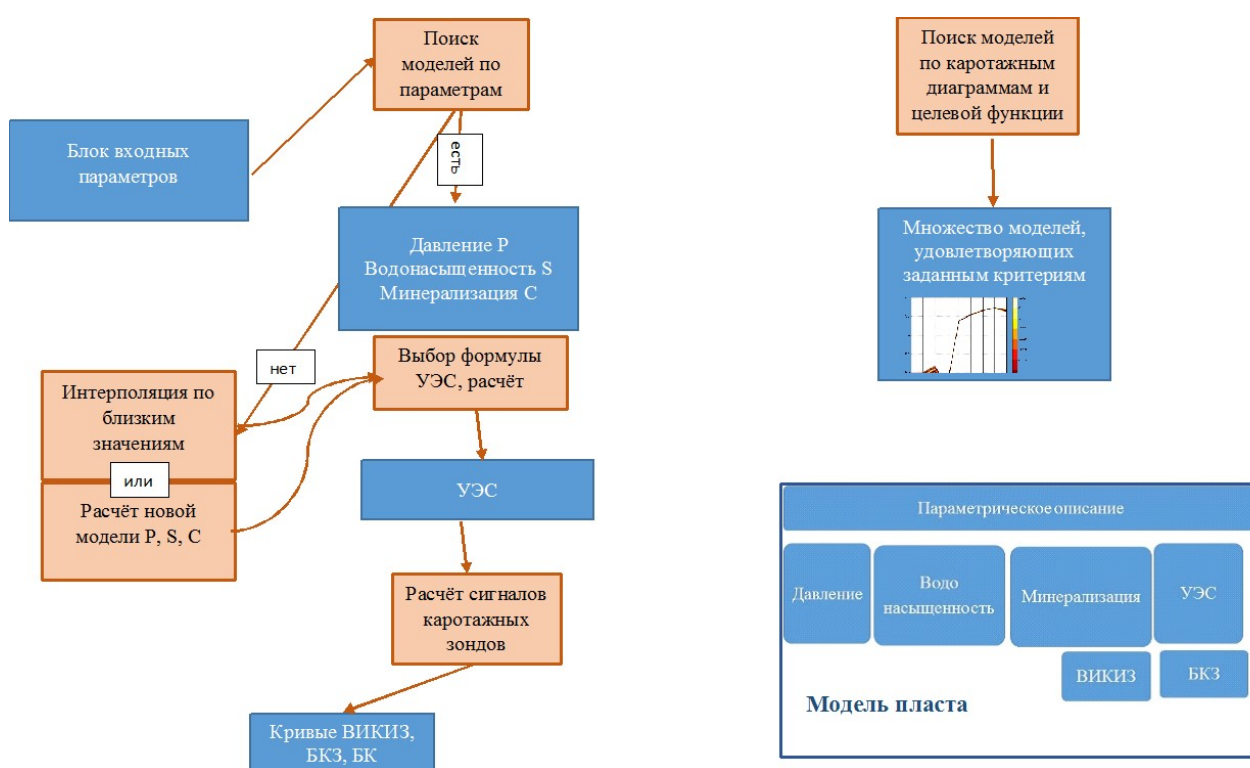


Рис. 3. Выбор или построение новой модели в АТЛАСе МФМ

Поскольку с каждой моделью связаны синтетические данные скважинных измерений (ВИКИЗ, БКЗ), то задав целевую функцию оценки расхождения реальных и синтетических диаграмм, например,  $F = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(fr_i - ft_i)^2}{fr_i^2 \cdot N \cdot \epsilon^2}}$ , где  $fr_i$  – показания  $i$ -го зонда,  $ft_i$  – рассчитанный сигнал  $i$ -го зонда,  $N$  – количество измерений,  $\epsilon$  – погрешность измерения, можно выделить множество МФМ, для которых  $F < 1$ . Это значение целевой функции соответствует тем сигналам, которые

в среднем отличаются от экспериментальных данных не более чем на ошибку измерения (рис. 4).

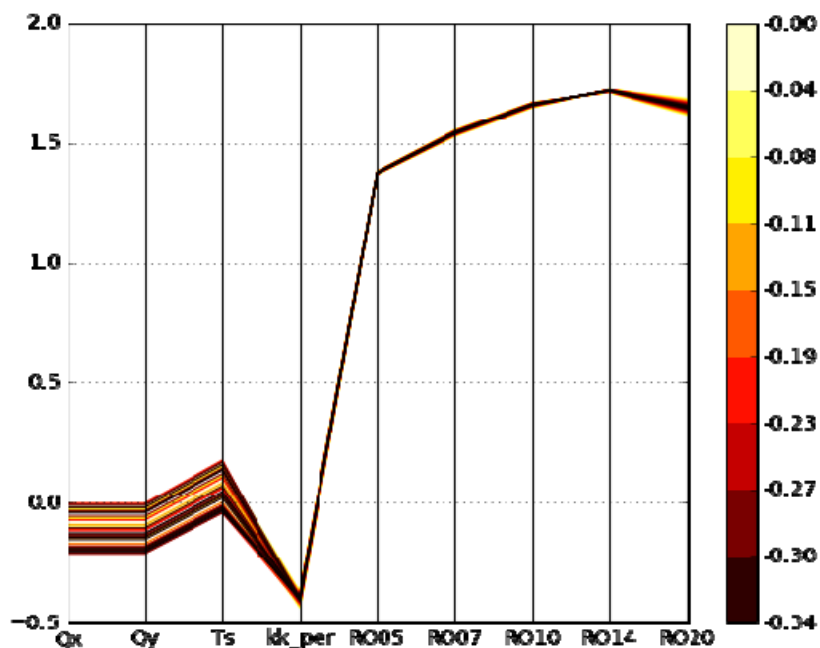


Рис. 4. Параметры МФМ и кривые зондирования ВИКИЗ:

Ro05, Ro07, Ro10, Ro14, Ro20 – показания зондов ВИКИЗ длиной 0.5, 0.7, 1.0, 1.4, 2.0 м соответственно. Цвет - десятичный логарифм целевой функции  $F$  отклонения рассчитанных данных от реальных сигналов ВИКИЗ

Для разных сочетаний параметров изучалось их влияние на множество сигналов. На рис. 4 приведен случай одномерной модели пласта (независимая переменная – радиальное расстояние от оси скважины, нет зависимости от азимутального угла), изучаемыми параметрами являются коэффициент бокового распора ( $q_{\min}=q_{\max}$ ), предел прочности породы  $T_s$ , отношение проницаемости вблизи скважины (изменившееся в результате бурения) к проницаемости пласта  $k_{k\_per}$ . Наиболее точно определяется параметр изменения проницаемости в прискважинной зоне; именно он определил изменение гидродинамического течения флюидов в прискважинной зоне относительно ситуации без введения геомеханических параметров, и, следовательно, распределение УЭС. Коэффициенты бокового распора и предел прочности породы для данной ситуации не определяются по сигналам ВИКИЗ в диапазоне их априорной оценки; для их уточнения нужно привлечение других методов.

Созданная база многофизических моделей пластов АТЛАС МФМ позволяет выбрать из базы модели пластов, наиболее соответствующие имеющейся о них информации или пополнить базу вновь созданной моделью пласта. Включенные средства визуализации наглядно иллюстрируют как эволюцию прискважинной зоны, так и изменение полей в зависимости от выбранного параметра, демонстрируя его влияние на состояние околоскважинного пространства и по-

казания каротажных приборов. Множество эквивалентных моделей может быть уменьшено за счет привлечения данных других геофизических исследований скважины или априорной информации. Параметры отобранных моделей расцениваются как параметры реального пласта после дополнительного анализа экспертом полученных данных.

*Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0015 «Реалистичные теоретические модели и программно-методическое обеспечение геоэлектрики гетерогенных геологических сред».*

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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. Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Назаров Л.А., Назарова Л.А. [Электронный ресурс] Совместные электрофизические и геомеханические модели нефтенасыщенных коллекторов // Тюмень 2017: «Геонауки — ключ к рациональному освоению недр», 5-я научно-практическая конференция: Тезисы докладов. – Тюмень, 27-30 марта 2017.
4. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю. ATLAS\_GENM: Свидетельство о государственной регистрации базы данных // Свид-во о прог. 2018620241; RU; № 2017621566/69, заявл. 26.12.2017, опубл. 09.02.2018.
5. Назаров Л.А., Назарова Л.А., Ельцов И.Н., Нестерова Г.В. GENM2D: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // Свид-во о прог. 2018613634; RU; № 2017663592, заявл. 26.12.2017, опубл. 21.03.2018.
6. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Киндюк В.А., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Моделирование гидродинамических процессов в напряженно-деформированной прискважинной зоне и геофизические приложения // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – Сборник статей. – М.: «ЕАГЕ Геомодель». – 2014. – С. 327-344.
7. Нестерова Г.В., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю., Суродина И.В. Атлас синтетических многофизичных моделей коллекторов Западной Сибири [Электронный ресурс] // Геомодель 2017: 19-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (Геленджик, 11-14 сентября 2017 г.): Тезисы докладов. – Геленджик, 2017. – С. 43799 (4 с.).
8. Суродина, И.В, Нестерова, Г.В. Моделирование показаний зондов ВИКИЗ и БКЗ на графических процессорах // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. – Сборник статей ЕАГЕ. – 2015. – С. 85-94.
9. Суродина И.В. Параллельные алгоритмы для решения прямых задач электрического каротажа на графических процессорах // Мат. заметки СВФУ. – 2015. – Т. 22. – № 2 (86). – С. 51-61.
10. Alpak F.O. Robust Fully-Implicit Coupled Multiphase-Flow and Geomechanics Simulation // SPE Journal. – 2015. – V. 20. – No. 6. – P. 1366-1383. – SPE-172991-PA. <https://doi.org/10.2118/172991-PA>.
11. Doster F., Nordbotten J. M. Full pressure coupling for geo-mechanical multi-phase multi-component flow simulations // SPE Reservoir Simulation Symposium, 23-25 February. – Houston, Texas, USA. – 2015. – SPE-173232-MS. – <https://doi.org/10.2118/173232-MS>.



12. Eltsov I., Kuvshinov V., Nasarov L., Nazarova L., Nesterova G., Stefanov Y., Shelukhin V. Multiphysics model of borehole environment and joint inversion of well logs // Abstract of SAGA 13th biennial conference and 6th International AEM (Mpumalanga, South Africa, 6-9 October 2013). – 2013. – P. 55-56.
13. Kraishan G.M., Dyshlyuk T., Valori A., Abdallah W., Crary S. Improved Characterization of Carbonate Rock Properties: A Multiphysics Integrated Approach // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 26-28 September 2016. – Dubai, UAE. – Conference Paper SPE-181539-MS.
14. Lautenschläger C.E.R., Righetto G.L., Inoue N., Barreto da Fontoura, S.A. Advances on partial coupling in reservoir simulation: A new scheme of hydromechanical coupling // North Africa Technical Conference & Exhibition. – 2013. – Conference Paper 164657-MS. – 8 p.
15. Meguerdijian S., Jha B. Development of a Fully Coupled Thermo-Hydro-Mechanics Simulator Using Automated Solution Framework // SPE Western Regional Meeting. – 23-27 April 2017. – Bakersfield, California. – Conference Paper SPE-185733-MS.
16. Settari A.T., Sen V. Geomechanics in Integrated Reservoir Modeling // Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, 2008. – Conference paper 19530-MS. – 9 p.
17. Surodina I. The GPU Solvers for High-Frequency Induction Logging // Numerical Analysis and Its Applications, NAA 2016, Lecture Notes in Computer Science. – V. 10187. – P. 640–647. – URL: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-319-57099-0.pdf>
18. Thomas L.K., Chin L.Y., Pierson R.G., Sylte J.E. Coupled Geomechanics and reservoir simulation // SPE Journal. – 2003. – No 12. – P. 350-358.
19. Yeltsov I., Nesterova G., Nazarova L., Nazarov L. Multidisciplinary model of borehole environment and formation evaluation [Электронный ресурс] // The World Multidisciplinary Earth Sciences Symposium - WMESS 2015 (Prague, Czech Republic, 7-11 September 2015): Abstract Collection. – Prague, 2015. – P. 318-318.
20. Yeltsov I., Nesterova G., Sobolev A. Collection of the Multiphysical Formation Models [Электронный ресурс] // 15th Biennial Conference and Exhibition SAGA 2017: Expanding Frontiers (South Africa, Cape Town, 10-13 September 2017) Cape Town. – 2017. – P. 029-029.

© Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, А. Ю. Соболев, И. В. Суродина, 2019