Более точное положение границ перехода установлено путем уплотнения сети скважин в профилях, о чем упомянуто выше. Следует отметить, что разделение скважин по группам носит довольно субъективный, а в краевых частях зон — даже условный характер, поскольку выклинивание пачек происходит довольно медленно. Иными словами, положение границ четырех зон имеет погрешность в несколько десятков километров, что является незначительным в региональном масштабе.

Таким образом, данное исследование показывает необходимость более детального изучения отложений верхнего мела в Западной Сибири и пересмотра действующей РСС, исходя не только из научной ценности, но и из экономической целесообразности: открытые на сегодняшний день залежи газа в нижнеберезовской подсвите на месторождениях Медвежье и Харампурское, активная разработка этих залежей доказывает экономическую эффективность разработки залежей верхнего мела. Из изложенного следуют необходимость продолжения геологического изучения отложений нижнеберезовской подсвиты и ее стратиграфических аналогов, проведение геолого-разведочных работ в регионе с целью воспроизводства запасов газа на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

### Библиографический список

- 1. Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири / С. Е. Агалаков [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». -2016. № 4 С. 28–35.
- 2. Бакуев О. В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории XMAO и сопредельных районов // Вестник недропользователя. 2003. N $\!\!\!$  11.
- 3. Лапина Л. В., Филлипович Ю. В. К проблеме стратиграфии газоносных отложений верхнего мела в восточной части XMAO // Вестник недропользователя. 1999. № 4.
- 4. Подобина В. М. Биостратиграфия коньякского яруса Западной Сибири (по данным фораминифер и палеозоогеографии) // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – № 392 – С. 202–208.

## Сведения об авторе

Глухов Тимофей Вадимович, студент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: tvgluk-hov@gmail.com

#### Information about the author

Glukhov T. V., Student at the Department of Geology of the Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: tvglukhov@gmail.com

## УДК 550.3

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПО НЕСТАЦИОНАРНЫМ ТЕМПЕРАТУРНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ В СКВАЖИНЕ

DETERMINATION OF NEAR WELLBORE ZONE PROPERTIES FROM NON-STATIONARY TEMPERATURE MEASUREMENTS IN THE WELL

## Д. Ф. Исламов, А. А. Садретдинов

D. F. Islamov, A. A. Sadretdinov

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Ключевые слова: термометрия; скважина; пласт; проницаемость; скин-фактор Key words: thermal logging; well; reservoir; permeability; skin-factor

Одной из основных причин низкой производительности скважин является засорение (кольматация) прискважинной зоны пласта (ПЗП) твердыми частицами, которые проникают в поровое пространство вместе с буровым раствором и технологическими жидкостями, ухудшая фильтрационные свойства коллектора и препятствуя фильтрации целевого флюида.

Для восстановления и увеличения проницаемости ПЗП с целью интенсификации притока флюида, как правило, пользуются универсальным химическим методом — кислотным воздействием на пласт. Достижение положительных результатов при кислотной обработке напрямую зависит от глубины кольматации пласта, а

значит, и от глубины проникновения в пласт кислотного состава, предназначенного для его устранения. Важнейшим элементом является объем рабочего раствора (кислотного состава), который необходимо рассчитывать в зависимости от требуемой глубины обработки и радиуса кольматации пласта.

Распространенным методом учета ухудшения фильтрационных свойств пласта является введение безразмерного коэффициента — скин-фактора. Традиционно для определения величины скин-фактора применяются гидродинамические методы исследования (ГДИ) на нестационарных режимах (КВД, КВУ), получившие широкое распространение.

Однако для определения проницаемости и радиуса ПЗП данных по динамике забойного давления недостаточно, так как процесс перераспределения давления в пределах ПЗП относительно быстрый, и методы ГДИ неинформативны для расстояний порядка 1 м от скважины [1]. В последнее время наряду с давлением при исследовании скважин также записывается динамика забойной температуры с высокой степенью разрешения  $(0,01~^{0}\mathrm{C})$ , что позволяет использовать эти данные для получения дополнительной информации о пласте, а так как изменение температуры более медленный процесс — то и об околоскважинной зоне [1, 2].

В связи с появлением сложных численных симуляторов температурных процессов в системе пласт — скважина усиливается интерес к количественной интерпретации данных термометрии [3, 4]. Количественная интерпретация температуры на основе использования симуляторов предполагает сопоставление результатов, измеренных в скважине, и компьютерного моделирования.

В работах [2, 3, 5] была показана принципиальная возможность определения параметров призабойной зоны ( s, $r_d$  — скин, радиус зоны нарушения) по измеренной зависимости температуры притекающего из пласта флюида от времени.

Нами исследуется чувствительность решения обратной задачи по определению параметров призабойной зоны к варьированию параметров моделирования. Используется ранее разработанный симулятор [5], рассчитывающий нестационарное температурное поле при фильтрации однофазной жидкости в неоднородном пласте с учетом теплопроводности и баротермического эффекта.

Решение обратной задачи. Определение радиуса зоны нарушения проницаемости в прискважинной зоне пласта сводится к минимизации функции ошибки, описывающей разницу (1) между полевыми данными ( $T_m$ ) и модельными значениями температуры  $(T_c)$ 

$$\sigma(s,r_d) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \left( T_m^j - T_c^j \right)^2}, \qquad (1)$$

где j — индекс точки; N — количество точек в полевом замере. Здесь

$$T_c^j = T_c(t_j, s, r_d).$$

Параметры призабойной зоны определяются в результате минимизации функции ошибки

$$\sigma(s,r_d) \rightarrow \min_{s,r_d}$$
.

Итерационная последовательность для минимизации функции ошибки строится на основе метода наискорейшего спуска (градиентного метода) [6]. Значения переменных минимизации на і-й итерации вычисляются по формуле

$$r_d^{i+1} = r_d^i - \lambda_{r_d} \frac{\partial \sigma}{\partial r_d} (r_d^i, s^i), \tag{2}$$

$$s^{i+1} = s^i - \lambda_s \frac{\partial \sigma}{\partial s} (r_d^i, s^i), \tag{3}$$

где  $\lambda_{rd}$ ,  $\lambda_s$  — длина шага для радиуса зоны нарушения проницаемости и скинфактора соответственно.

Таблица 1

Параметры моделирования исходной кривой

Параметр	Значение			
Радиус скважины, м	0,1			
Радиус контура питания, м	10			
Дебит на устье скважины, м <sup>3</sup> /сут	100			
Начальная температура в пласте, °С	20			
Начальное давление в скважине и в пласте, атм	200			
Мощность пласта, м	5			
Горная порода				
Радиус ПЗП, м	0,5			
Проницаемость ПЗП, мД	10			
Проницаемость пласта, мД	100			
Пористость	0,2			
Сжимаемость, 1/Па	1,5·10 <sup>-10</sup>			
Теплопроводность, Вт/(м·К)	2			
Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	800			
Плотность, $\kappa \Gamma/M^3$	2 200			
Флюид				
Сжимаемость, 1/Па	10 <sup>-9</sup>			
Теплопроводность, Вт/(м·К)	0,2			
Удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)	2 000			
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	900			
Коэффициент Джоуля-Томсона, К/атм	0,04			
Адиабатический коэффициент, К/атм	0,014			
Вязкость, сПз	1			

Решение обратной задачи было протестировано на синтетических данных. В качестве исходной информации использовались модельные кривые изменения температуры притекающего флюида при отборе с постоянным дебитом. Параметры модели приведены в таблице 1.

Результат решения (табл. 2) демонстрирует корректность реализации метода решения обратной задачи.

Таблица 2

Результаты решения обратной задачи

Ī		Заданное значение	Результат решения на симуляторе	Погрешность, %
Ī	$r_d$	0,5 м	0,504 м	0,85
Ī	S	14,485	14,499	0,1

*Исследование чувствительности решения обратной задачи.* Строго говоря, температура на выходе из пласта является не только функцией времени и параметров призабойной зоны, но и остальных параметров модели

$$T_c = T_c(t, s, r_d, \vec{p}),$$

где  $\vec{p}$  — остальные параметры модели (см. табл. 1, кроме скина и радиуса зоны нарушения). Соответственно, задача минимизации имеет вид

$$\sigma(s,r_d,\vec{p}_0) \rightarrow \min_{s,r_d}$$

где  $\vec{p}_0$  — вектор параметров модели. Однако на самом деле параметры известны с некоторой степенью погрешности, и обратная задача решается для другого набора  $\vec{p}_1 \neq \vec{p}_0$ . Возникает вопрос, насколько неточность задания набора параметров  $\vec{p}$  влияет на результат решения обратной задачи  $s,r_d$ .

Для изучения этого вопроса проведено решение нескольких серий обратных задач, для каждой из которых варьировался один из параметров модели: горной породы (ГП) или флюида ( $\Phi$ ). Все параметры исходной кривой (синтетические полевые данные) остались без изменения (см. табл. 1), за исключением радиуса ПЗП и дебита (0,3 м; 10 м³/сут соответственно).

На рисунках 1 и 2 приведены зависимости найденных решений обратной задачи от параметров модели.

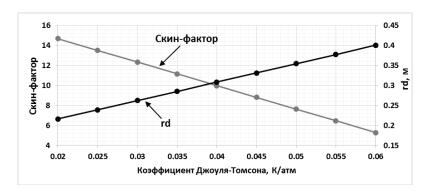


Рис. 1. График изменения решения обратной задачи при варьировании коэффициента Джоуля — Томсона

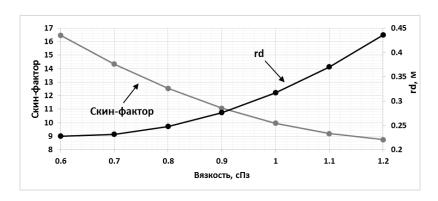


Рис. 2. График изменения решения обратной задачи при варьировании вязкости флюида

Примем, что допустимая погрешность определения радиуса зоны нарушения и скин-фактора равна  $\pm 10$  %, то есть для заданных значений параметров одновременно должны выполнятся условия:  $0.27 \le r_d \le 0.33$ ;  $8.89 \le s \le 10.87$ . Тогда для каждого параметра можно рассчитать точность, с которой он должен быть определен для того, чтобы найденные параметра уложились в диапазон  $\pm 10$  %.

Результаты расчетов приведены в таблице 3. Параметры отсортированы в порядке возрастания допустимой степени погрешности при задании значений.

#### Результаты исследования на чувствительность

Варьируемый параметр	Погрешность задания параметров моделирования, $(\pm \%)$
Теплопроводность ГП, Вт/(м⋅К)	92,6
Теплопроводность Ф, Вт/(м⋅К)	85,7
Пористость	87,3
Адиабатический коэффициент, К/атм	94,1
Коэффициент Джоуля — Томсона, К/атм	11,1
Вязкость, сПз	5,6
Удельная теплоемкость ГП, Дж/(кг-К)	18,8
Удельная теплоемкость Ф, Дж/(кг·К)	16,5
Плотность $\Gamma\Pi$ , $\kappa \Gamma/M^3$	22
Плотность Ф, кг/м <sup>3</sup>	16,7

По результатам исследования можно сказать, что решение обратной задачи наиболее сильно чувствительно к варьированию коэффициента Джоуля — Томсона (см. рис. 1) и вязкости флюида (см. рис. 2). Следующая по важности группа параметров — теплоемкость и плотность горной породы и флюида. Значения остальных параметров слабо влияют на результат решения обратной задачи.

Таким образом, разработан алгоритм решения обратной задачи для определения радиуса зоны нарушения проницаемости в прискважинной зоне пласта по нестационарным температурным измерениям. Корректность реализации алгоритма проверена на синтетических данных. Исследована чувствительность решения обратной задачи к варьированию параметров моделирования.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-35-00275 «Исследование однофазной неизотермической фильтрации жидкости в пористой среде с учетом баротермического эффекта»).

### Библиографический список

- 1. Гайдуков Л. А., Посвянский Д. В., Новиков А. В. Исследование термогидродинамических процессов при многофазной фильтрации флюидов к скважине в техногенно-измененном пласте со вторичным вскрытием с целью определения параметров околоскважинной зоны // SPE-181964, Москва: Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, 2016.
- 2. Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation / A. Sh. Ramazanov [and etc.] // SPE -136256, Moscow: SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 2010.
- 3. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора / Р. А. Валиуллин [и др.] // SPE-176589-RU, Москва: Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2015.
- 4. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey / A. Sh. Ramazanov [and etc.] // Abstract Book of 7<sup>th</sup> Saint Petersburg International Conferences & Exhibition «Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences». Saint Petersburg, 2016.
- 5. Исламов Д. Ф., Рамазанов А. III. Нестационарное температурное поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте // Вестник Башкирского университета. 2016. № 1. С. 4–8.
  - 6. Васильев Ф. П. Методы оптимизации. М.: Факториал Пресс, 2002. 824 с.

## Сведения об авторах

**Исламов Денис Фавилович,** аспирант кафедры геофизики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 8(987)1042895, e-mail: islamovden@rambler.ru

Садретдинов Александр Александрович, к. ф.-м. н., старший преподаватель кафедры геофизики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 8(917)7526717, e-mail: aleex.aa@gmail.com

## Information about the authors

**Islamov D. F.,** Postgraduate at the Department of Geophysics, Bashkir State University, Ufa, phone: 8(987)1042895, e-mail: islamovden@rambler.ru

Sadretdinov A. A., Candidate of Physical and Mathematics, Senior Lecturer at the Department of Geophysics, Bashkir State University, Ufa, phone: 8(917)7526717, e-mail: aleex.aa@gmail.com