

- на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. – автореферат канд. дис. Санкт -Петербург, 2009. 20 с.
4. Молчанов А. А. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты. – Казань: Изд - во «ФЭН», 2012. – С. 417–420.
 5. Рамазанов Р.Г. Анализ эффективности разработки небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Татарстане / Р. Г. Рамазанов, З. С. Идиятуллина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №2 – С. 66–69.
 6. Хисамов Р.С. и др. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей/ Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмизитов Р.Г., Зарипов А.Т. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2010. – 335с.
 7. Итоги научной и научно-организационной деятельности Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ в 2015 г. [Электронный ресурс] – Уфа: Башк.энц., 2016. – URL: http://archiv.gpscience.org/wp-content/uploads/2015/07/0415_ny51-56.pdf, – Режим доступа: открытый (дата обращения: 11.01.2017)

АДАПТИВНАЯ ИНТЕПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ДЕКОНВОЛЮЦИЕЙ ПОТОКОВ

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин с решением задачи деконволюции и диагностикой линейного потока и приведен метод ее решения основанной на предложенной модели кривой восстановления давления для идентификации участков раннего и позднего радиального потоков. Приводятся результаты интерпретации двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения по кривой восстановления давления, показывающие целесообразность использования предложенного подхода.

Введение. В настоящее время перспективным направлением разработки методов идентификации и диагностики параметров нефтяных пластов являются адаптивные технологии ГДИС, позволяющие определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе проведения гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения, что существенно сокращает время простоя скважин [1-2]. Использование адаптивных технологий является актуальным при интерпретации нестационарных ГДИ горизонтальных скважин по кривой восстановления давления (КВД), где поздний радиальный поток не наблюдается вообще, либо его получения связано со значительными материальными затратами [3].

Из рис. 1-4 и таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой **Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации КВД с деконволюцией потоков.** В основе предлагаемого метода адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока использована модель КВД в виде суммы двух интегральных уравнений Вольтерра 1 рода для раннего радиального потока (первое уравнение), линейного и позднего радиального потоков (второе уравнение)

$$P_3(t) = P_3(0) + \int_{t_0}^{t_1} q_1(t-\tau) f_1(\tau) d\tau + \int_{t_1}^{t_2} q_2(t-\tau) f_2(\tau) d\tau \quad (1)$$

где t_0 – t_1 время начало линейного потока; $q_1(t-\tau)$ – искажающая функция влияния ствола скважины; $q_2(t-\tau)$

«искажающая» функция, вызванная наличием горизонтального потока; $f_1(\tau) = \frac{dP_p}{dt}$ – производная забойного давления

раннего радиального потока; $f_2(\tau) = \frac{dP_{np}}{dt}$ – производная забойного давления позднего радиального потока. Для

определения времени начала линейного потока t_1^* используется производная оценки радиальной проницаемости

$k_{r,t} = \sqrt{k_{x,t} k_{y,t}}$ [3].

$$\left| \frac{\partial}{\partial t} k_{r,t}^* \right| \approx 0 \quad (2)$$

Результаты интерпретации КВД. Результаты интерпретации КВД (1) при

$$q_1(t) = 1 - e^{-c(t)^a}, \quad q_2(t) = 1 - e^{-d(t)^b}, \quad f_j(t) = \alpha_{j1}(t) \exp(-\alpha_{j2}(t)/t), \quad j=1,2 \quad (3)$$

$$\alpha_{11}(t) = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,t} L}; \quad \alpha_{21}(t) = \frac{\phi \mu C_s r_{cs, np}^2}{4k_{r,t}},$$

с диагностикой линейного потока двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1-4 и в таблице. На рис.1, для примера, приведены данные забойного давления скважин №1 и №2. На рис. 2-3 приведены оценки радиальной проницаемости и ее производной. На рис. 4 приведены оценки проницаемости позднего радиального потока $k_{p,t} = \sqrt{k_{x,t} k_{y,t}}$. В таблице приведены оценки раннего и позднего радиального потоков, полученные с использованием программы Saphir (где поздний радиальный поток проявляется за 280 часов исследований), методом адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока (АМД) (1)-(3), адаптивными методами наилучшего совмещения (АМНС) и интегрированных моделей (АМИМ) с учетом дополнительной информации о пластовом давлении (без решения задачи деконволюции). Оценки параметров $c(t)$, $d(t)$, ранней радиальной проницаемости $k_{r,t} = \sqrt{k_{x,t} k_{y,t}}$ и проницаемости псевдоразрабатываемого потока $\sqrt{k_{x,t} k_{y,t}}$ в (3) определялись по технологии, изложенной в [1-3].

линейного потока позволяет обрабатывать короткие недовосстановленные КВД и существенно сократить время простоя скважин.

Выводы. Предложен метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока, позволяющий определять параметры нефтяных пластов в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления. На примере исследования двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации с деконволюцией и диагностикой линейного потока позволяет обрабатывать короткие кривые восстановления давления, что существенно сокращает время простоя скважин. Так для двух скважин (см. рис. 4 и таблица) общее время проведения исследований может быть сокращено с 550,51 ч. до 20,18 ч.

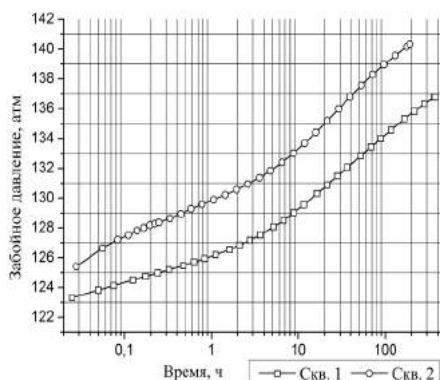


Рис. 1. Кривые восстановления давления скважины №1 и скважины №2

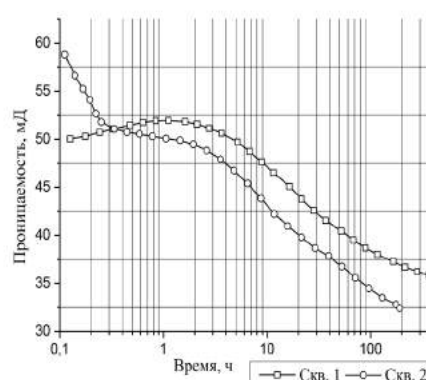


Рис. 2. Оценки радиальной проницаемости скважины №1 и скважины №2



Рис. 3. Диагностические графики выделения потоков скважины №1 и скважины №2

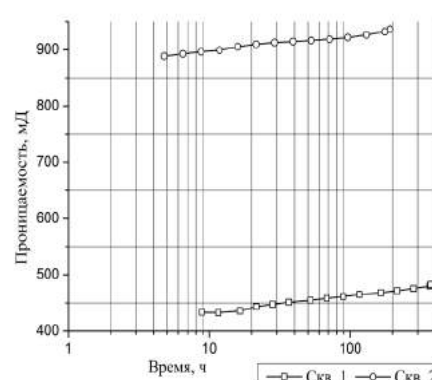


Рис. 4. Оценки проницаемости позднего радиального потока скважины №1 и скважины №2

Таблица

Результаты интерпретации двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения

Скважина	Метод Интерпретации	Время завершения исследования, ч	Проницаемость, мД		Пластовое давление, ат
			K_{zy}	K_{xy}	
№ 1	Saphir	371,37	46,9	383	138,3
	АМНС	68,1	60,52	443	137,4
	АМИМ	52,2	50,72	519	136,6
	АМД	11,54	50,72	432	136,8
№ 2	Saphir	179,14	48,3	850	135,08
	АМНС	48,56	41,21	1018	135,4
	АМИМ	19,33	50,54	1392	134,5
	АМД	8,64	50,54	892	135,8

Литература

1. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 9. – С.70–77.
2. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины//Доклады ТУСУРа, № 1 (39), март 2016. – С.98–102.
3. Sergeev V.L., Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives. 2016 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 43, Number 1. – Proceedings.

**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ
И ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ**

К.Н. Жарнов¹, Ю.В. Лоскутова², А.С. Ильина¹

Научный руководитель – доцент к.х.н. Е.М. Березина¹

Национальный исследовательский Томский государственный университет
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

В процессе добычи, транспорта и хранения вязких и высоковязких нефтей с понижением температуры происходит значительное ухудшение реологических и гидродинамических характеристик, образование нефтяных отложений на стенках технологического оборудования, что приводит к значительным нарушениям технологических процессов [1, 2]. В последние годы усилился интерес исследователей к малоэнергетическим воздействиям, с помощью которых можно без заметных внешних энергетических затрат или с использованием внутренних резервов перестраивать структуру нефтяных дисперсных систем (НДС). Из литературных данных известно, что процессы структурообразования, протекающие в НДС в физических полях, во многом зависят от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов (САК).

Низкочастотное акустическое воздействие (НАО) является одним из наиболее эффективных, экономичных и доступных методов регулирования структурно-реологических свойств нефтей и нефтепродуктов [3]. Для изучения влияния НАО на реологические характеристики смолистых нефтей была выбрана нефть Северо-Тарасовского месторождения с температурой застывания минус 41 °С и содержанием в нефти масел (парафинов) порядка 86,6 (2,5), смол – 11,2, асфальтенов 2,2 % мас.

Обработку нефти осуществляли на лабораторном вибраторе ЛВ-1, который является аналогом промышленного вибратора ВЭМА-0,3. Были получены устойчивые обратные эмульсии смолистой нефти Северо-Тарасовского (СТН) месторождения с содержанием пластовой воды 10, 20, 30 и 40 % мас. Эмульсии подвергали НАО при температуре 0 °С в течение 5 минут. Реологические свойства нефтяных систем до и после НАО исследовались с использованием ротационного вискозиметра Brookfield LVDV III+ в диапазоне скоростей сдвига от 0,2 до 85 с⁻¹ (рисунок 1).

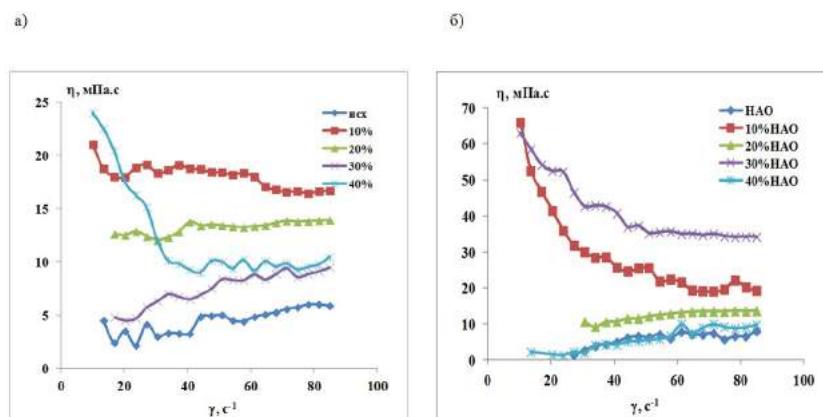


Рис.1. Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига нефти СТН и водонефтяных эмульсий с пластовой водой 0, 10 и 20, 30 и 40 % мас. до (исх) (а) и после 5 мин НАО (б) при температуре 0 °С

Показано, что 10 %-ая эмульсия нефти СТН имеет максимальную пластическую вязкость. С ростом обводненности до 30 % мас. вязкость понижается, для 40 %-ой эмульсии характерно резкое понижение вязкости с увеличением сдвиговых скоростей за счет снижения ее устойчивости при возрастании механической нагрузки (рисунок 1 а).

Обработка нефти и 10 – 30 %-ых эмульсий полями при пониженной температуре (0 °С) в интервале высоких